

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы»

УДК 622.692.28

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Попов В.В.		25.05.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		25.05.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		20.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		20.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		01.06.2020

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки бакалавров
По направлению **21.03.01 «Нефтегазовое дело»**
Профиль подготовки: *Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Попову Вячеславу Владимировичу

Тема работы:

«Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 г. № 59-110/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является резервуарный парк нефтебазы. По суммарной емкости хранения в соответствии с СП 155.13130.2014 объект относится к категории IIIб. Резервуарный парк относится к участку топливоподготовки. Площадь парка – 3400 м ² . В состав основного резервуарного парка входят резервуары РВС-5000.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: цифровые датчики давления, которые позволяют выявлять факт возникновения утечек из резервуаров и технологических трубопроводов и устанавливать их координаты; Узел улавливания легких фракций позволяет: - сократить потери легких углеводородов из резервуаров; - снизить объем выбросов в атмосферу вредных веществ; - сохранить свойства нефтепродуктов; - снизить пожароопасность резервуарного парка; - сократить внутреннюю коррозию резервуарного парка за счет попадания воздуха.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Схемы генерального плана нефтебазы, резервуара вертикального стального РВС-5000 м ³ (приложения А и Б), 8 рисунков, 17 таблиц.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б5А	Попов Вячеслав Владимирович		19.12.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Попову Вячеславу Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов для выполнения работ по повышению ресурсоэффективности.	Материально-технические ресурсы: капитальные вложения; энергетические; финансовые ресурсы: расходы на техническое обслуживание.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизационных отчислений, нормы расхода электроэнергии, материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоги приняты в соответствии с налоговым кодексом РФ на уровне: – 20 % налог на прибыль; – 2,2 налога на имущество. Норма дисконта принята на уровне 14 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации высоковязких нефтей с помощью предварительной и периодической обработки	Высокие значения степени проработанности научного проекта и уровня имеющихся знаний у разработчика свидетельствуют о хорошей перспективности и достаточных знаниях для успешной коммерциализации проекта.
2. Планирование и формирование бюджета работ	Стоимость одной установки, расходы на техническое обслуживание, исходя из стоимости ежегодного обслуживания.
3. Проведение сравнительного анализа эксплуатационных затрат на нефтеперекачку до и после проведения мероприятий по улучшению реологических свойств нефти	Рассчитывать срок окупаемости проекта с учетом стоимости оборудования, расходов на их техническое обслуживание и эксплуатационные затраты на обслуживание.

Перечень графического материала

1. Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н., доцент		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б5А	Попов Вячеслав Владимирович		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Попов Вячеслав Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования: резервуарный парк нефтебазы. Предмет исследования: сверхнормативные потери нефтепродуктов при приемо-складских операциях
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны машиниста оборудования распределительных нефтебаз. Нормативно-правовые документы, в соответствии с которыми необходимо проводить контроль обеспечения безопасности машиниста: 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014); 2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03; 3. Инструкции по технике безопасности предприятия; 4. и др.
2. Производственная безопасность	Проанализировать потенциально возможные вредные и опасные факторы, действующие на машиниста: <i>Опасные факторы:</i> Электрический ток; Пожаро- и взрывоопасность; Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; <i>Вредные факторы:</i> Повышенный уровень шума на рабочем месте; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.
3. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на литосферу, атмосферу, гидросферу. Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Определить возможные ЧС и возможные причины их возникновения: пожары, взрывы, аварийные разливы. Предложить основные мероприятия по уменьшению возникновения ЧС. Определить меры и порядок действия персонала при ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А. А.	к.т.н., доцент		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Попов Вячеслав Владимирович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи слушателем выполненной работы:	01.06.2020 г.
---	---------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2020	<i>Введение</i>	5
28.01.2020	<i>Обзор литературы</i>	15
05.02.2020	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
20.02.2020	<i>Особенности устройства и эксплуатации резервуарного парка нефтебазы</i>	5
28.02.2020	<i>Исследование применяемого технологического оборудования.</i>	6
04.03.2020	<i>Обзор методологии проверок и испытания резервуарного парка нефтебазы</i>	5
21.03.2020	<i>Исследование применяемых средств защиты резервуарного парка нефтебазы</i>	8
12.04.2020	<i>Расчет снижения сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы</i>	15
20.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
20.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	9
25.05.2020	<i>Заключение</i>	6
27.05.2020	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		01.06.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		01.06.2020

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И НОРМАТИВНЫХ ССЫЛОК

Сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;
АСУ – автоматизированная система управления;
БИЛ – блок измерительных линий;
БКК – блок контроля качества;
БПУ – блок поверочной установки;
БПППУ – блок подключения передвижной поверочной установки;
БУ – буровая установка;
ВА – вторичная аппаратура;
Вх.К – входной коллектор;
Вых.К – выходной коллектор;
ГЗУ – групповая замерная установка;
ДНС – дожимная насосная станция;
ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;
КСП – комплексный сборный пункт;
КСУ – концевая сепарационная установка;
КТ – комплекс технологический;
ЛУ – лицензированный участок;
МН – магистральный нефтепровод;
НД – нормативные документы;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
ОК – общекультурные компетенции;

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Попов В.В.			Список сокращений, условных обозначений и нормативных ссылок		Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.						1	107		
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А				
Рук-ль		Брусник О.В.									

ООП – основная образовательная программа;
 ПЗ – пояснительная записка;
 ПК – персональный компьютер;
 ПМР – преобразователь массового расхода;
 ПО – программное обеспечение;
 ПП – преобразователь плотности;
 ПР – преобразователь расхода;
 ПСП – приемо-сдаточный пункт;
 ПУ – поверочное устройство;
 РП – резервуарный парк;
 РСО – рабочая станция оператора;
 СИ – средства измерения;
 СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;
 СОИ – система обработки информации;
 СП – система промывки;
 СРМ – счетчик расходомер массовый;
 СЭ – средства эталонные;
 ТЗ – техническое задание;
 УУЛФ – установка улавливания легких фракций;
 УП – установка перегонки;
 УУН – узел учета нефти;
 ЦПС – центральный пункт сбора;
 ЭД – эксплуатационная документация;
 ЭДГ – электродегидратор;
 ЭПР – эталонный преобразователь расхода.

Условные обозначения

$D_{вн}$ –	внутренний диаметр трубопровода, м;
DN –	диаметр номинальный, м;
g –	ускорение свободного падения, $\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$;
H –	напор магистрального насоса, м;
$H_{ст}$ –	напор станции, м;
H_g –	напор в g-ой секции трубопровода, м;
h –	напор подпорных насосов/подпор на входе станции, м;
$h_{тр}$ –	потери напора на трение, м;
i –	гидравлический уклон;
Re –	число Рейнольдса;
S –	проходное сечение перепускного трубопровода, м^2 ;
T –	период расчета, лет;
t –	время, с;
u –	средняя по сечению скорость потока, $\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$;
z –	геодезическая отметка низа секции трубопровода, м;
$z_{взл}$ –	высота столба жидкости в резервуаре, м;
ε –	относительная шероховатость трубопровода;
η –	КПД магистрального насоса;
ν –	кинематическая вязкость, $\text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$ (Ст);
ρ –	плотность, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$;
Δ –	абсолютная шероховатость трубопровода, м;

Нормативные ссылки

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 44 с.

РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа.: Министерство топлива и энергетики

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», Институт проблем транспорта энергоресурсов, 1997. – 94 с.

РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.

РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 165 с.

РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 130 с.

РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.

РД-75.180.00-КТН-255-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.

РД-91.200.00-КТН-175-13 Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 215 с.

РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.02.2020г.).

РД 39-0147103-341-86. Руководство по гидравлическому испытанию и приемке в эксплуатацию металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.02.2020г.).

ОР-03.100.50-КТН-144-11 Порядок разработки, утверждения, корректировки и контроля исполнения Программ в области энергосбережения и повышения

						Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

энергетической эффективности ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 97 с.

ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.

ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 28 с.

ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2015. – 78 с.

ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. – М.: Госстандарт России, 2003. – 33 с.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 2002. – 11 с.

ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

ГОСТ 1510 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование и хранение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.04.2020г.).

ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

						Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

[Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.02.2020г.).

СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

Постановление от 26 марта 1986 года №40 Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании (с изменениями на 11 августа 2011 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

Постановление Правительства РФ от 12 ноября 2002 г. №814 «О порядке утверждения норм естественной убыли при хранении и транспортировке материально-производственных запасов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

Приказ Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. №281 «Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении». [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа, 110 страниц, 8 рисунков, 17 таблиц, 80 источников.

Ключевые слова: резервуарный парк, нефть, сверхнормативные потери, испарение, естественная убыль, эксплуатация, снижение потерь, нефтебаза.

Объектом исследования является резервуарный парк нефтебазы.

Цель работы – разработка решений по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

В процессе исследования *проводились*: анализ свойства нефтепродуктов, определяющих их потери при транспортировке и хранении, классификации потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении, анализ технологических особенностей при проектировании, строительстве и эксплуатации резервуаров, связанные с сокращением объемов потерь нефтепродуктов.

В результате исследования *разработаны* практические рекомендации по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные *характеристики*: в состав предлагаемых технических решений входят:

цифровые датчики давления ZET 7112-I и BC 314, которые позволяют выявлять факт возникновения утечек из резервуаров и технологических трубопроводов и устанавливать их координаты;

УУЛФ МГКС-6/0,01-6 (узел улавливания легких фракций) позволяет:

- сократить потери легких углеводородов из резервуаров;
- снизить объем выбросов в атмосферу вредных веществ;
- сохранить свойства нефтепродуктов;

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Попов В.В.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					Листов
Консульт.							7
Рук-ль		Брусник О.В.					107
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А	

- снизить пожароопасность резервуарного парка;
- сократить внутреннюю коррозию резервуарного парка за счет попадания воздуха.

Область применения: эксплуатируемые резервуарные парки на нефтедобывающих месторождениях, территориях нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов, распределительных нефтебазах.

В результате проведения данной работы получен положительный экономический эффект от внедрения предложенных технологических решений.

						Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ABSTRACT

Final qualifying work, 110 pages, 8 figures, 17 tables, 80 sources.

Keywords: tank farm, oil, excess losses, evaporation, natural loss, operation, loss reduction, tank farm.

The object of research is the tank farm of the oil depot.

The purpose of this work is to develop solutions to reduce excess losses and deviation of natural loss of petroleum products during the operation of the tank farm.

In the process studies were conducted: analysis of properties of petroleum products, determining their loss during transport and storage, classification of losses of oil products during transportation and storage, analysis of technological features in the design, construction and operation of reservoirs, associated with reduction of losses of oil products.

As a result of the research, practical recommendations were developed to reduce excess losses and deviation of natural loss of petroleum products during the operation of the tank farm.

Main design, technological and technical and operational characteristics: the proposed technical solutions include:

digital pressure sensors ZET 7112-I and VS 314, which can detect the occurrence of leaks from tanks and process pipelines and set their coordinates;

UULF MGKS-6/0, 01-6 (light fraction capture unit) allows:

- reduce the loss of light hydrocarbons from reservoirs;
- reduce the amount of harmful substances released into the atmosphere;
- save properties of petroleum products;
- reduce the fire hazard of the tank farm;
- reduce internal corrosion of the tank farm due to air ingress.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Попов В.В.			Abstract			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.							9	108	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А			
Рук-ль		Брусник О.В.									

Field of application: operating tank farms in oil fields, territories of oil pumping stations of main oil pipelines, distribution oil depots.

As a result of this work, a positive economic effect was obtained from the implementation of the proposed technological solutions.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И НОРМАТИВНЫХ ССЫЛОК.....	1
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	15
1.1 Свойства нефтепродуктов, определяющие их потери при транспортировке и хранении.....	15
1.2 Причины образования потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении.....	17
1.3 Классификация потерь нефти при транспортировке и хранении.....	19
1.4. Мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении	20
1.5. Технологические особенности при проектировании, строительстве и эксплуатации резервуаров, связанные с сокращением объемов потерь нефтепродуктов	21
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	28
3 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УСТРОЙСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ.....	31
3.1 Исследование применяемого технологического оборудования.....	31
Выводы	38
4 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ	39
4.1 Проверка и испытания резервуарного парка нефтебазы.....	39
4.2 Применяемые средства защиты резервуарного парка нефтебазы.....	44
Выводы	48
5 РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СНИЖЕНИЮ СВЕРХНОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ И ОТКЛОНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА.....	49
5.1 Расчет прочности трубопровода	49
5.2 Аналитический расчет естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.....	53

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Попов В.В.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.							11	108	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А			
Рук-ль		Брусник О.В.									
11											

5.3 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-5000 при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.....	57
5.4 Методика расчета потерь нефти от «малых дыханий»	59
5.5 Методика расчета потерь нефти от «обратного выдоха»	64
5.6 Применение системы обнаружения утечек нефти.....	65
5.7 Снижение сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов	72
Выводы	73
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	74
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	74
6.1.2 SWOT-анализ.....	74
6.2 Эффективность применения системы УУЛФ	77
6.3 Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти	80
6.3.1 Расчет затрат на ликвидацию разлива.....	80
6.3.2 Затраты на рекультивацию земель.....	84
6.3.3 Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды.....	85
6.3.4 Суммарные затраты на ликвидацию последствий аварии	85
Выводы	86
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	88
7.2. Производственная безопасность	88
7.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	89
7.2.2. Анализ опасных производственных факторов.....	93
7.3. Экологическая безопасность.....	95
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
7.4.1. Обеспечение безопасности технологических процессов.....	98
Выводы	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
Приложение А (обязательное) – Генеральный план нефтебазы.....	111
Приложение Б (обязательное) – Резервуар вертикальный стальной РВС-5000 м ³	112

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. При эксплуатации резервуарного парка, объекта нефтетранспорта, возникает проблема потерь углеводородов вследствие больших и малых «дыханий» резервуара, утечек, вызванных дефектами процессов эксплуатации (износ оборудования, механические и коррозионные повреждения). Это является причиной экономических и экологических проблем: во-первых, испарению подвергаются легкие фракции углеводородов – это ценнейшее сырье для предприятий-заказчиков, во-вторых, возникает угроза загрязнения почвы, атмосферы, грунтовых вод и водоемов. Одним из основных средств улучшения показателей транспортировки нефти является максимальное использование имеющихся резервов за счет сокращения потерь нефтепродуктов.

Снижение сверхнормативных потерь и естественной убыли нефти и нефтепродуктов включает в себя выполнение многофункционального комплекса задач, внедрение различных методов и использование технических средств.

В связи с указанным выше, тема выпускной квалификационной работы бакалавра «Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы», является актуальной.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка решений по снижению сверхнормативных потерь и отклонению естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

Исходя из указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

– провести литературный анализ причин возникновения потерь нефтепродуктов при их хранении в емкостях и технологий их предотвращения;

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Попов В.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					13	108
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

- представить характеристику объекта исследования с определением планировочных особенностей резервуарного парка нефтебазы, определяющих уровень их безопасной и надежной эксплуатации;
- рассчитать объемы естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы;
- представить рекомендации по введению разработанной системы обнаружения утечек нефти;
- рассчитать экономическую эффективность предложенного технического решения;
- определить основные группы опасных производственных факторов при эксплуатации резервуаров типа для хранения нефтепродуктов.

Объект исследования: резервуарный парк нефтебазы.

Предмет исследования: сверхнормативные потери нефтепродуктов при приемо-складских операциях.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы – формирование рекомендаций по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов с привязкой к конкретным условиям эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Свойства нефтепродуктов, определяющие их потери при транспортировке и хранении

Нефтепродукты – смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов. Так как углеводороды являются летучими химическими соединениями, человек стремится снизить потери, возникающие при транспортировке, хранении и перекачке нефтепродуктов.

Нефтепродукты в зависимости от физико-химических свойств, испарения, обуславливающих их естественную убыль, распределены по семи группам в соответствии с 35. Приказом Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. №281 «Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении» [34] (таблица 1.1). К первой группе относят бензины, к седьмой – битумы.

Таблица 1.1 – Распределение нефтепродуктов по группам

Группа	Наименование нефтепродукта
1	2
1	Бензин автомобильный, ГОСТ 2084-77, ГОСТ Р51105-97
2	Бензин-растворитель, ГОСТ 433-76 Бензин авиационный, ГОСТ 1012-72 Бензин авиационный, Б-70, ТУ 38- 101913-82 Топливо для реактивных двигателей Т-2, ГОСТ 10227-86
3	Бензин-растворитель, ГОСТ 3134-82 Масло вакуумное, БМ-6 Топливо для реактивных двигателей, кроме Т-2, ГОСТ 10227-86 Керосин для технических целей
4	Керосин осветлительный Топливо дизельное «Зимнее» «Арктическое», ГОСТ 305-82 Этилбензол технический, ГОСТ 9386-77

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Попов В.В.			Обзор литературы				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.									15	108	
Консульт.									Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А				
Рук-ль		Брусник О.В.											

Продолжение таблицы 1.1

1	2
5	Масло АМГ-10 (МГ-15В), ГОСТ 6794-75 Топливо дизельное «Летнее» ГОСТ 305-82 Топливо нефтяное для газотурбинных установок, ГОСТ 10433-75 Топливо печное бытовое, ТПБ, ТУ38 001 162-73
6	Мазуты всех марок Масла смазочные всех марок. Нефти разные
7	Битумы твердые. Разные твердые нефтепродукты

Потери нефтепродуктов обусловлены непрерывными процессами их испарения из резервуаров.

Основная масса потерь нефтепродуктов приходится на операции транспортировки, перелива, приемки и отпуска сырья.

Также одной из основных причин потерь нефтепродуктов является так называемое «дыхание» резервуаров [14]. Существует малое «дыхание», которое имеет место в результате температурных перепадов в течении суток, а также большое «дыхание», которое наблюдается в процессе наполнения резервуаров нефтепродуктами.

При всяких процессах вытеснения паровоздушной смеси из газового пространства резервуара в атмосферу происходят потери нефтепродуктов.

Для снижения объемов потерь вследствие малых «дыханий» необходимо свести к минимуму колебания температуры газового пространства. Проведенный анализ установил, что среднее значение температуры парового пространства в резервуаре превышает среднее значение температуры наружного воздуха на 2–8°C в вертикальных резервуарах, на 1–10 °C в горизонтальных резервуарах.

В теплое время года величина потерь от «большого» дыхания составляет примерно 0,6 кг с 1 м³ вытесняемой паровоздушной смеси. В холодное время года это значение сокращается до 0,4 кг.

Рассмотрим основные свойства нефтепродуктов, связанные с их способностью испаряться. Для этого обратимся к научной и нормативной литературе [1-5]. Исходя из данных ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие

технические условия [3], количество легколетучих фракций зависит от номенклатуры транспортируемого и хранимого продукта.

В соответствии с [9], основными причинами изменения качества нефтепродуктов являются некоторые технологические операции, приводящие к испарению, окислению, загрязнению продукта пылью и появлением осадка.

Как правило, первоначальные свойства нефтепродуктов изменяются в результате проведения ряда технологических операций. Например, основная масса марок бензинов соответствует не требованиям ГОСТ, а менее жестким требованиям ТУ.

Вместе с этим, в последнее время наблюдается ужесточение требований потребителей к качеству моторного топлива. В первую очередь это ужесточение обусловлено появлением новых технологий в автомобильной отрасли, усовершенствованием системы стандартов производителей автомобилей. В настоящее время наблюдается увеличение необходимости производства высококлассного топлива. Это объясняется выходом отечественных производителей горючего на международные топливные рынки.

1.2 Причины образования потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении

Потери нефтепродуктов могут возникнуть во время любой производственной ситуации: при некачественном или неосторожном хранении, разливе, перевозке, из-за неплотно закрытой тары, непрофессиональном заборе проб и так далее. В частности, если емкость для хранения или транспортировки плохого качества или давно отслужила свой срок, совершается выделение паров или утечка жидкости. Данный факт правомочен и для некачественного освобождения цистерн, когда остатки жидкости не откачаны полностью. Если разъемы инструментов для перекачки больше, чем отверстия тары, потеря сырья неизбежна, как и расплескивание при транспортировке на автомобилях или железной дороге. Кроме всего прочего, пересортица, то есть, смешивание

различных сортов готового продукта так же причисляется к частичной потере товара.

После доставки товара к точке назначения и его реализации, большое количество продукции пропадает по причине безответственного отношения потребителей. Данная проблема требует немедленного решения и относится к числу не терпящих отлагательств, так как окружающей среде наносится непоправимый урон. Предотвращению утечки нефтепродуктов, помогает знание причин проблемы.

В большинстве случаев, корень вопроса кроется в безответственном отношении отдельных работников, плохом техническом обслуживании нефтебаз, нежелании или невозможности закупки новой тары для складирования и перевозок.

Классификация причин потерь нефтепродуктов при их транспортировании и хранении включает следующие виды:

- от испарения – уменьшение и ухудшение качества продукта
- смешивание – объем остается прежним, но товар теряет свою продажную ценность

Главные причины потерь продукта на базах:

1. Неудовлетворительное состояние стальных резервуаров и оборудования к ним
2. Некачественная чистка резервуаров (удаление подтоварной воды и остатков продукта)
3. Технологическая неисправность трубопроводов и насосных станций
4. Неправильное обслуживание цистерн, что приводит к перегреву и выбросу товара

Предоставленные проблем могут быть устранены с помощью ужесточения контроля над рабочими, отвечающими за конкретный участок работы, а также при периодичном проведении техосмотров, призванных выявлять и устранять причины неполадок. Получив возможность контроля над

утечкой нефтепродуктов, ситуация по смешиванию или загрязнению товара, также автоматически разрешится.

1.3 Классификация потерь нефти при транспортировке и хранении

Одним из отрицательных свойств нефти является ее высокая степень испаряемости. Это обстоятельство необходимо учитывать в процессе проектирования и строительства резервуаров для хранения нефти. Оптимально спроектированный резервуар позволит свести к минимуму потери от испарения.

Помимо испарения имеют место быть и другие причины потери нефтепродуктов.

Существует два основных вида потерь нефтепродуктов [8]:

1. Эксплуатационные потери. Этот вид потерь обусловлен человеческим фактором (небрежность, ошибки персонала, занятого наливом и откачкой) и наличием технического несовершенства используемых систем трубопроводов. В качестве примера можно привести способы налива бензина для АЗС: под уровнем или открытый (второй способ характеризуется значительно большими потерями).

2. Аварийные потери нефтепродуктов. Данные потери возникают в результате стихийных бедствий, при высокой степени износа резервуарного парка (уменьшения прочности резервуаров), в следствие несоблюдения требований безопасной эксплуатации тары, которая предназначена для хранения и транспортировки, повреждений трубопровода, цистерн, подключенного оборудования или применяемого транспорта. К основным условиям предупреждения и минимизации потерь относятся:

– строгое следование правилам забора нефтепродуктов на хранение, отлива, перекачивания нефтепродуктов в условиях нефтебаз, АЗС, перерабатывающих заводах, промыслах;

– своевременное проведение анализа текущего состояния резервуарных парков и других объектов системы;

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проведение комплекса работ по подготовке нефтебаз к последствиям весенних паводков и других сезонных явлений;
- проведение плановых и внеплановых ремонтов оборудования и системы трубопроводов;
- соблюдение всех правил и технических инструкций по использованию резервуарных парков нефтепродуктов, транспорта для транспортировки сырья, трубопроводов.

В свою очередь эксплуатационные потери нефтепродуктов делятся на 3 подкласса – количественные/качественные/качественно-количественные. Первые являются следствием негативных последствий разливов и утечек.

Разливы нефтепродуктов происходят в результате переполнения тары для хранения сырья. Очень часто разливы происходят в процессе отпуска нефтепродуктов. Основные причины разливов нефтепродуктов - нарушение правил заполнения цистерн и выход из строя устройств для налива и слива, контрольных приборов фиксации заполняемого объема [16].

Под утечкой понимается потеря нефтепродуктов, которая возникает в результате разгерметизации резервуаров, корпусов насосной техники, секций трубопровода и т. д.

1.4. Мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов при транспортировке и хранении

Одним из самых эффективных способов сокращения потерь нефтепродуктов состоит в применении резервуаров, расположенных под землей. Такие резервуары в значительно меньшей степени подвержены воздействию температурных перепадов, за счет чего достигается сокращение потерь сырья в 8–10 раз.

В случае наземных резервуаров с целью сведения к минимуму воздействия температурных перепадов рекомендуется использовать изоляционные покрытия в виде алюминиевой краски и слоя эмали. В результате использования изоляционных покрытий происходит увеличение

эффективности теплоизоляции примерно на 30–60% при условии, что покрыты как внутренние, так и внешние поверхностей.

Основными условиями минимизации потерь нефтепродуктов вследствие «дыхания» резервуара являются:

1. Летучие составы необходимо хранить в конструкциях с понтоном (плавающей крышей).
2. Соблюдение требований по ограничению заполнения резервуаров.
3. С целью изменения направления притока воздуха необходимо использовать диск-отражатель.

Основными мероприятиями по снижению потерь в результате испарения при больших «дыханиях» являются:

- сокращение количества перекачек сырья в пределах нефти нефтебаз;
- наполнение резервуара снизу под уровень имеющегося продукта в резервуаре (обеспечивает снижение потерь на 30 – 40 % в сравнении с наливом открытой струёй сверху);
- использование газгольдеров, компрессоров, насосов, которые возвращают пары топлива обратно в резервуар;
- обеспечение герметичности резервуара.

1.5. Технологические особенности при проектировании, строительстве и эксплуатации резервуаров, связанные с сокращением объемов потерь нефтепродуктов

В настоящее время проблема надежности системы резервуаров обрела особую актуальность. Степень надежности резервуарного парка во многом зависит от их своевременного обслуживания и ремонта. На сегодняшний день большое количество резервуарных парков являются устаревшими как физически, так и морально.

В обязанности инженерно-технического персонала входит проведение периодического контроля за техническим состоянием резервуарных парков.

Для этих целей предусмотрен широкий спектр мероприятий организационно-технического характера.

Периодический контроль резервуарных парков подразумевает проведение внешнего осмотра объектов с целью выявления повреждений, течей, осадков, а также для контроля состояния лакокрасочного покрытия.

Техническое диагностирование является основной мерой, направленной на обеспечение безопасной эксплуатации резервуарных парков. В состав технического диагностирования входят следующие работы:

1. Проведение полного технического диагностирования, которое производится в случае обнаружения дефектов, которые требуют проведения ремонтных работ;
2. Проведение полного или частичного технического диагностирования, которое осуществляется в плановом порядке.

Дефекты и повреждения, которые возникают при эксплуатации резервуаров подробно рассмотрены ранее.

За счет применения новых методов проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности резервуарных парков достигается существенное снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций и повышение уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазовой отрасли.

Одной из основных причин необходимости внедрения новейших технологических решений в области эксплуатации резервуарных парков является необходимость герметизации всех процессов слива, налива и хранения сырья. Основная причина потерь нефти - ее испарение в процессе транспортировки от скважин до потребителей (3% - 5%) [23].

Все потери нефтепродуктов имеют следующую классификацию:

- количественные потери;
- качественно-количественные потери (потери сырья, которые приводят к ухудшению ее качества – потери вследствие процессов испарения);

- качественные потери (ухудшение качества сырья при отсутствии количественных потерь).

Классификация способов сокращения потерь нефтепродуктов от испарения приведена на рисунке 1.1 [9].



Рисунок 1.1 – Классификация способов сокращения потерь нефтепродуктов от испарения [9]

Сохранение нефтепродуктов, потерянных во время испарения, позволит сохранить наиболее ценные виды топлива, а также положительно скажется на экономике. Потери от испарения происходят:

- при увеличении давления в газовом пространстве резервуаров;
- при наливе (сливе) нефти и нефтепродуктов в емкости и резервуары через открытые люки;
- при заполнении резервуаров и различных емкостей, газовое пространство которых сообщается с атмосферой.

Одним из решением данной проблемы является использование адсорбентов. Сутью данного метода является адсорбция паров нефтепродуктов с их последующей десорбцией и конденсацией. Этот метод является

целесообразным при перекачке, во время вытеснения из резервуаров большого количества паров нефтепродуктов [14].

Недостатком адсорбентов является высокая горючесть некоторых из них, а также необходимость установки дополнительного оборудования для их десорбции.

Установка компрессионных систем также позволяет снизить потери нефтепродуктов при их испарении. Особенностью данного способа является замыкание резервуара с напорной линией (рисунок 1.2).

Одной из возможностей снижения потерь нефтепродуктов является правильная организация технологических процессов. Для этого требуется рассматривать работу склада в целом, в частности: свести число внутренних перекачек к минимуму, хранить нефтепродукты в полностью заполненных резервуарах (не распылять их по резервуарам), следить за исправностью запорной арматуры, обеспечивать герметизацию всех устройств и сооружений и т. д. Используя данный подход при работе на складе нефтепродуктов можно избежать лишних потерь, связанных с нецелесообразным подходом к планированию работы склада.

Несравненным преимуществом данного способа является его эффективность, которая составляет, в зависимости от условий использования, 80-90 % [14].

На сегодняшний день имеются нормативные документы, разработанные крупными нефтедобывающими и транспортирующими компаниями, регламентирующие нормы естественной убыли нефтепродуктов. К таким документам, например, относятся Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения компании «Роснефть». Документ устанавливает нормы технологических потерь нефтепродуктов на предприятиях нефтепродуктообеспечения НК «Роснефть».

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

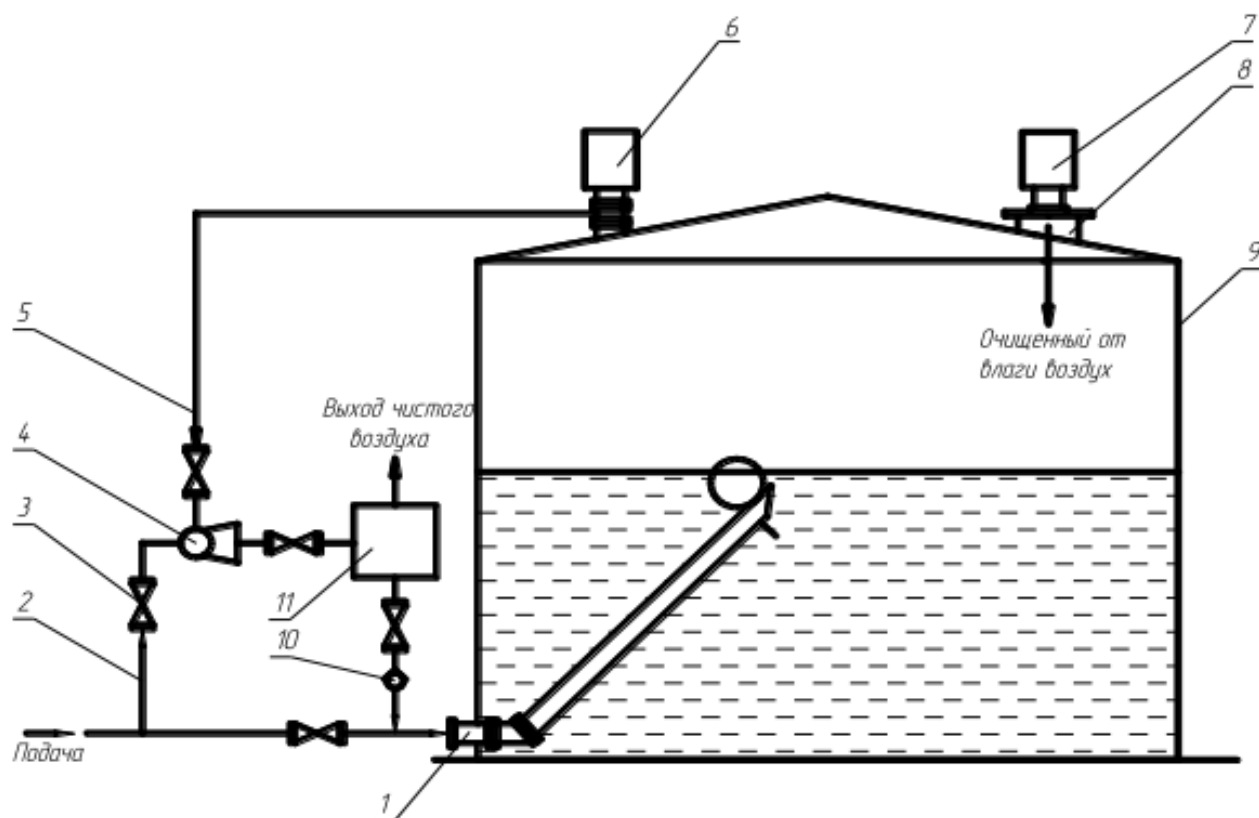


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема системы для сокращения потерь топлива от испарения и предотвращения обводнения [14]:

1 – приемо-раздаточный патрубок; 2 – байпасный трубопровод; 3 – задвижка; 4 – эжектор; 5 – трубопровод подачи паровоздушной смеси (ПВС) из резервуара; 6 – дыхательный клапан; 7 – влагопоглотитель; 8 – световой люк; 9 – резервуар; 10 – обратный клапан; 11 – сепаратор

На законодательном уровне в Российской Федерации действует Постановление от 26 марта 1986 года №40 Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании (с изменениями на 11 августа 2011 года) [32].

Данное постановление определяет нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании, утвержденные настоящим постановлением, в части норм естественной убыли нефтепродуктов при трубопроводном транспортировании.

В нашей стране действует Постановление Правительства РФ №814 от 12 ноября 2002 г. «О порядке утверждения норм естественной убыли при хранении и транспортировке материально-производственных запасов» [33]. Данное Постановление устанавливает, что объемы естественной убыли, которые применяются при расчете допустимых величин безвозвратных потерь в результате недостач и (или) порчи материально-производственных запасов,

зависят от конкретных технологических условий хранения и транспортирования, климатических и сезонных условий, которые оказывают непосредственное влияние на их уровень естественной убыли. Эти нормативы должны пересматриваться и утверждаться не реже чем 1 раз в 5 лет. Федеральные органы исполнительной власти разрабатывают и принимают нормы естественной убыли, которые имеют место в процессе транспортирования всеми видами транспорта (кроме трубопроводного). Разработанные нормы должны быть утверждены Министерством транспорта Российской Федерации.

Методические рекомендации по применению норм естественной убыли нефти и нефтепродуктов при хранении и перевозке железнодорожным, автомобильным, водными видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении, утвержденные Заместителем Министра энергетики Российской Федерации П.Ю. Сорокиным, разработаны в помощь организациям, осуществляющим деятельность по хранению и (или) пользующимся услугами по перевозке нефти и нефтепродуктов железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта и в смешанном железнодорожно-водном сообщении, являющимися собственниками нефти и (или) нефтепродуктов.

Так же на Федеральном уровне действует Приказ об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении от 16 апреля 2018 года [34]. Данный приказ утверждает прилагаемые нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении.

Проведенный литературный анализ свидетельствует, что современный подход к защите от потерь или их минимизации при хранении нефтепродуктов, базируется на основных принципах:

- обеспечение тепловой защиты резервуаров;
- применение газовых обвязок резервуаров;
- применение специальных плавающих крышек и понтонов;
- применение специальных абсорбентов;
- применение компрессионных систем.

При этом, поиск новых технических решений или использование уже существующего опыта для применения к новому техническому объекту, где ранее данная технология не применялась, но ее адаптация к конкретным условиям эксплуатации, может дать значительный экономический эффект, является актуальной задачей, что далее и будет реализовано в приведенной выпускной квалификационной работе бакалавр.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследуемый в данной работе объект – резервуарный парк нефтебазы (приложение А).

По виду хранимых продуктов склад относится – к складу хранения светлых и темных нефтепродуктов.

По суммарной емкости хранения в соответствии с СП 155.13130.2014 [40] объект относится к категории IIIБ.

Данный объект согласно приложению 1 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» ФЗ-116 [41] относится к категории опасных производственных объектов по следующему признаку: на нем хранятся, транспортируются горючие жидкости, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления.

План расположения резервуарного парка приведен в графической части работы (приложение А).

Декларируемые объекты резервуарного парка расположены в границах одной промышленной площадки.

Способ прокладки нефтепровода на территории резервуарного парка – надземный. Для нитки нефтепровода принята стальная электросварная прямошовная труба.

Для исключения возможности повреждения нефтепровода устанавливается охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси нефтепровода с каждой стороны. Вдоль подводных переходов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси перехода нефтепровода на 100 метров с каждой стороны.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Попов В.В.			Характеристика объекта исследования		Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.							28		138	
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А					
Рук-ль		Брусник О.В.										

Каждый резервуар оборудован щитовой кровлей, лестницей для подъема на резервуар, световыми, монтажным люком и люками лазами в I поясе, площадками со стремянками для обслуживания пеногенераторов.

Местность в районе расположения объекта слабопересеченная, с перепадом высот, не превышающим 50 метров на один километр, коэффициент поправки на рельеф принят равным 1. Тип рельефа – пологоволнистая слабо увалистая.

Состояние грунта площадки резервуарного парка – вечная мерзлота. Глубина слоя вечной мерзлоты 100-250 метров. Климат исследуемого района – резко континентальный. Средняя годовая температура здесь составляет -15,8 градусов, средняя скорость ветра – 1,7 м/сек, средняя влажность воздуха равна 69%. Зима – долгая и суровая, с октября по апрель тут устанавливаются сильные морозы и никогда не бывает оттепелей. Температура в зимний период доходит до «минус» 60 градусов. Лето очень короткое – с июля по август.

Резко-континентальный климат обуславливает большие годовые амплитуды температур. Разности температур самого теплого и самого холодного месяцев достигают наибольших значений: амплитуда средней месячной температуры воздуха 55-64°C, амплитуда абсолютного минимума и абсолютного максимума более 100°C. Ввиду незначительного количества осадков, выпадающих зимой, снежный покров на подавляющей территории имеет небольшую мощность. Число дней со снежным покровом на территории колеблется в пределах 200-210 дней. Направление и скорость ветра в исследуемом районе приведены в таблице 2.1.

Резервуарный парк относится к участку топливоподготовки. Площадь парка – 3400 м². В состав основного резервуарного парка входят резервуары РВС-5000.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Направление и скорость ветра

	С	СВ	В	Ю В	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Шти ль	Скорость ветра, м/с
<i>Я н в а р ь</i>										
Повторяемость направлений ветра, %	2	7	6	2	2	74	6	1	18	5,9
Средняя скорость ветра по направлениям, м/сек.	3,3	5,7	4,2	2,7	3,5	5,9	4,1	2,2		
<i>И ю л ь</i>										
Повторяемость направлений ветра, %	3	25	17	5	4	35	7	4	9	4,6
Средняя скорость ветра по направлениям, м/сек	3,4	6,0	4,6	3,3	3,6	4,6	3, 6	2,9		

3 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УСТРОЙСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ

3.1 Исследование применяемого технологического оборудования

Данные о составляющих резервуарного парка представлены в таблице 3.1. Данные о количестве опасных веществ на декларируемых объектах – в таблице 3.2.

Резервуары размещены группами, при этом каждая группа из трех резервуаров ограждена сплошным земляным валом высотой 2,2-2,7 м с уклоном откосов 1:1,5. По верху защитного обвалования имеется площадка шириной 1 м. Через обвалование проходят пешеходные переходы, из бетонных ступеней с перилами ограждения, для обеспечения прохода эксплуатационного персонала. Объем обвалования, свободного от резервуаров, составляет 5000 м³.

На вертикальных резервуарах устанавливается типовое оборудование, отвечающее требованиям стандартов и предназначенное для обеспечения надежной эксплуатации резервуаров, снижения потерь нефти от испарения, а также обеспечения пожарной безопасности.

На территории объекта имеется автомобильная эстакада налива, прием нефтепродуктов осуществляется посредством перекачки из водного транспорта, длинна нефтепровода от причала до нефтебазы – 1500 м.

Величина пожарной нагрузки, 2000 МДж/м².

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Попов В.В.			Исследование особенностей устройства и эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					31
Консульт.							Листов
Рук-ль		Брусник О.В.					139
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А		

Таблица 3.1 – Данные о составляющих резервуарного парка

Составляющие декларируемого объекта	Краткая характеристика составляющих декларируемого объекта		
	Назначение	Состав	Метод производства
<i>Площадка цеха</i>			
Участок топливopодготовки, обслуживания резервуарных парков и коммуникаций для нефтепродуктов	Прием и хранение нефтяного котельного топлива	Резервуарный парк: - резервуары для хранения нефтяного котельного топлива РВС-5000 – 2 шт.	Прием, хранение, компаундирование и отгрузка
	Прием и хранение светлых нефтепродуктов	Ходовой парк - резервуар топлива ТС-1 РВС- 3000 - 2 шт. - резервуары бензина (бензин, компоненты бензина, нафта) РВС-3000 - 2 шт. - резервуар бензина РВС-1000 - 2 шт. - резервуар дизельного топлива РВС-3000 - 2шт. - резервуар дизельного топлива РВС-1000 - 1шт. Товарный парк дизельного топлива - резервуар дизельного топлива РВС-3000 - 1шт.	

Таблица 3.2 – Данные о количестве опасных веществ на декларируемых объектах

№ п/п	Вещество		Признаки идентификации								
	Наименование	Количество, т	Количество признаков	Индивидуальное опасное вещество, т	Горючие жидкости, т		Токсичные в-ва, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие в-ва, т	Взрывчатые в-ва, т	В-ва, опасные для окружающей среды, т
					На складах и базах	В технолог. процессе					
Площадка цеха №5 (товарно-сырьевой цех)											
Участок топливopодготовки, обслуживания резервуарных парков и коммуникаций для нефтепродуктов											
1	Светлые нефтепродукты	35618	1	-	35618	-	-	-	-	-	-
2	Нефть	10718	1	-	10718	-	-	-	-	-	-
3	Дизельное топливо	12559	1	-	12559	-	-	-	-	-	-
4	Мазут	7950	1	-	7950	-	-	-	-	-	-
Всего:				-	-	-	229,9				-
Итого на декларируемом объекте				-	-	10939	-				
Предельное количество											
- для объектов I класса опасности				-	50000	2000	2000	200	2000	500	2000
- для объектов II класса опасности				-	50000	200	200	20	200	50	200
- для объектов III класса опасности				-	1000	20	20	2	20	<50	20
- для объектов IV класса опасности				-	-	1	1	0,1	1	-	1

На территории резервуарного парка расположена насосная, которая предназначена для размещения насосного оборудования. Перекачка жидкостей из автомобильных цистерн в резервуарный парк и из резервуарного парка к пунктам слива-налива АЦ предусматривается насосами Н-1-Н-5 типа КМ 100-80/170Е.

Для ограждения по периметру насосной выполнен монолитный железобетонный бортик высотой 200 мм, с размерами в плане – 6000х6000 мм.

Габариты насосной назначены исходя из рационального размещения технологического оборудования и с учетом возможности его обслуживания. Покрытие в насосной водонепроницаемое бетонное с обогревом и имеет уклон 1 % к приямку для сбора аварийных проливов и случайных утечек, из которого предусмотрен выпуск к резервуару–сборнику дождевых стоков через ливневый водопровод. Насосы устанавливаются на монолитные фундаменты с рамой, предусмотренной под их габаритные размеры. Проектом предусмотрено устройство навеса насосной. Профлист закрепляется на стойках каркаса и предназначен для защиты установленного технологического оборудования от атмосферных осадков.

Автомобильная эстакада налива (эстакада Э-1) – модульного типа для налива автомобильных цистерн с перекидным трапом, позволяющая облегчить работу бригады наливщиков и привести нефтеналивной объект в соответствие нормам промбезопасности, а также снизить риск травматизма при осуществлении налива. Площадка наливной эстакады оборудована фиксирующим устройством, удерживающим переходной мостик в вертикальном положении при отсутствии цистерны. Наливная эстакада может, оборудована стойками верхнего слива-налива. Эстакада соответствует СНиП 2.11.03-93 и ПОТ РМ-021-2002.

Площадка под АЦ эстакады налива выполнена из монолитного железобетона с бортиками высотой 200 мм. Размеры в плане 21200х4400мм.

Фундаменты под колонны столбчатые железобетонные монолитные.

Каркас изготовлен из металлопроката и обшит профлистом.

					Исследование особенностей устройства и эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист 33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для сбора ливневых стоков и воды от пожаротушения покрытие парка спланировано с уклоном к приемку, из которого жидкость через колодец с задвижкой направляются в емкость для сбора дождевых стоков. Направление стока в парке принято с учетом рельефа площадки, а также целесообразности размещения подземной емкости Ел-1.

Общая схема устройства резервуара для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей приведена в приложении Б.

Рассмотрим основное технологическое оборудование, применяемое в резервуарном парке.

К группе оборудования для обеспечения надежной работы резервуаров и снижения потерь нефтепродукта относятся: – дыхательная арматура; – приемо-раздаточные патрубки; – средства защиты от внутренней коррозии; – оборудование для подогрева высоковязких нефтепродуктов.

Для обслуживания и ремонта резервуаров используется следующее оборудование: – люки-лазы; – люки замерные; – люки световые; – лестница.

3.2 Организация безопасных условий при работе резервуарного парка нефтебазы

Одной из главных задач исследуемого предприятия, является соблюдение правил производственной, экологической и пожарной безопасности, создание и улучшение оптимальных условий труда для работы персонала, снижение воздействия вредных и опасных факторов производства на рабочих местах.

Нормы микроклимата в помещении должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [29]. Оптимальные микроклиматические условия должны обеспечивать общее состояние теплового комфорта в течение 8-ми часовой рабочей смены, не вызывать отрицательных отклонений здоровья, поддерживать высокий уровень трудоспособности работающих. Перепады температуры воздуха по высоте и по горизонтали, изменение температуры воздуха в течение смены не должны превышать 2 °С. Параметры микроклимата

					Исследование особенностей устройства и эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на рабочих местах предприятия в производственных помещениях приведены в таблице 3.3.

Сотрудники исследуемого предприятия производят работы на резервуарном парке нефтебазы на открытом воздухе при температурах до «минус» 60 °С.

Таблица 3.3 – Параметры микроклимата на рабочих местах предприятия в производственных помещениях

Категория работ	Энергозатраты, Вт	Периоды года, температура (°С)	
		холодный	теплый
легкая	до 139	22-24	23-35
средней тяжести	175-232	18-20	21-23
тяжелая	более 290	менее 18	менее 18

Работа в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях носит специфичный характер, так как выполняется в неблагоприятных климатических условиях. Поэтому законодательством установлены гарантии и компенсации таким работникам, в частности дополнительные отпуска, оплата труда с применением районных коэффициентов и некоторые другие.

Проведённый анализ системы вентиляции позволяет утверждать, что имеющаяся вентиляция соответствует действующим стандартам.

Нормируемыми параметрами постоянного шума являются уровни звукового давления L, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. Для ориентировочной оценки допускается использовать уровни звука LA(дБА).

Также допустимые уровни шума от внешнего транспорта в тех помещениях, окна которых выходят на дорогу, могут быть приняты с использованием поправки +5 дБ. Кроме того, допустимые уровни шума, которые исходят от работающих систем вентиляции, кондиционирования воздуха, воздушного отопления и насосов системы отопления, следует принимать на 5 дБ ниже указанных значений.

Вибрация – это колебания частей аппаратов, машин и механизмов, которая вызывается динамической неуравновешенностью деталей, которые постоянно вращаются. В работе рекламного агентства – это ротационные машины с вращающимся ротором. Допустимый уровень вибрации в рекламном агентстве не должен превышать 104дБ. Однако здесь применяется современное оборудование, используются машины нового поколения, поэтому уровень вибрации не превышает 20-30 дБ, что вполне допустимо [15]. На исследуемом предприятии уровни шума и вибрации не превышают допустимых значений.

Главная задача системы освещения – это создать идеальные условия для зрения, которые необходимо использовать в процессе работы. Рабочая зона должна быть грамотно спроектирована, принимая во внимание расположение светильников и окон, чтобы не допустить раздражающие зрение факторы типа световых бликов и ослеплений. Освещение должно учитывать все изменения рабочего процесса и подходить для решения всевозможных задач.

В помещениях предприятия проникновение дневного света из окон лучше затенять с помощью жалюзи. Искусственный свет должен смешиваться со дневным и дополнять его. При этом расположение светильников в помещениях создаёт участки разной освещённости. Предприятие оборудовано общим освещением: имеются ртутные лампы люминесцентного освещения.

При боковом освещении К.Е.О. определяется по формуле:

$$E_{БР} = (E_B \cdot q + E_{зд} \cdot R) \cdot r \cdot \tau_0 / K_3, \quad (3.1)$$

где E_B и $e_{зд}$ – геометрические коэффициенты естественной освещенности;
 q – коэффициент неравномерной яркости, 0,52;
 R – коэффициент, определяющий относительную яркость противостоящего здания, 0,18;
 τ_0 – общий коэффициент светопропускания;
 z – коэффициент отражения, 5,7;
 K_3 – коэффициент запаса, 1,2.

Геометрический КЕО в расчетной точке при боковом освещении, учитывающий прямой свет неба, определяется по формуле (3.2):

$$K_{EO} = 0,01 \cdot (n_1 \cdot n_2), \quad (3.2)$$

где n_1 - количество лучей через световые проемы в расчетную точку;
 n_2 - аналогично n_1 , но на плане помещения ($n_1, n_2 = 13$).

В этом случае $K_{EO} = 0,01 \cdot (13 \cdot 13) = 1,69$.

Геометрический К.Е.О.: $K_{EO} = 0,01 \cdot (n_3 \cdot n_4)$, найдем значение $E_{БР}$:

$$E_{БР} = (1,69 \cdot 0,52 + 0,16 \cdot 0,18) \cdot 5,7 \cdot 0,504 / 1,2 = 2,15\%.$$

Получили значение расчетного К.Е.О. при боковом освещении производственного помещения ($K_{БР} = 2,15\%$) соответствует норме.

В рабочих помещениях используется сеть промышленной частоты 50 Гц напряжением 220 В, которая питает ПЭВМ и другую оргтехнику.

Технические мероприятия, проводимые для защиты от воздействия электрического тока, проводятся в соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и «Правилами устройства электроустановок».

Произведем расчет сопротивления контура заземления, который используется при организации рабочего помещения.

Данные, необходимые для расчета, получены в ходе анализа предприятия: Напряжение сети – переменное, 220 В; Грунт – супесок; Тип заземлителя – трубчатый; Расстояние от заземлителя до поверхности земли, h – 2 м; Высота заземлителя, H_z – 2,5 м; Диаметр заземлителя, D – 0,028 м; Число заземлителей, n – 40.

Итак, рассчитаем сопротивление грунта ρ_p :

$$\rho_p = \rho \cdot K_n = 200 \cdot 1,6 = 320 \text{ Ом/м}, \quad (3.3)$$

где параметр ρ – удельное сопротивление грунта (для супеска $\rho = 200 \text{ Ом/м}$);
 K_n – повышающий коэффициент соответствующей климатической зоны (равен 1,6)

Сопротивление растекания тока в земле для одного заземлителя:

$$R_{\zeta} = 0,36 \cdot \frac{\rho_D}{H_{\zeta}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot H_{\zeta}}{D} + 0,5 \lg \frac{4t + H_{\zeta}}{4t - 4H_{\zeta}} \right) \quad (3.4)$$

где параметр t – расстояние от середины заземлителя до поверхности:

$$t = h + \frac{H_3}{2}$$

Сопротивление растекания тока в земле для заземлителя R_3 - 120,2 Ом.

Рассчитаем окончательно общее сопротивление заземляющего устройства: $R_o = \frac{R_3}{n} = \frac{120,2}{40} = 3,005 \text{ Ом}$.

Полученное значение меньше предельно допустимого (4 Ом), поэтому, требования, которые предъявляются к заземляющему устройству для электроустановок напряжением до 1000 В, выполнено.

Выводы

В ходе выполнения третьего раздела выпускной квалификационной работы произведено исследование особенностей устройства и эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

В данной главе произведен обзор методологии проверок и испытания резервуарного парка нефтебазы. Резервуарный парк относится является опасным производственным объектом, поэтому в соответствии с Федеральным законом 116-ФЗ (статьи 7) [41], ФНП 538 (раздел 7) [42] сооружения на опасном производственном объекте, предназначенные для осуществления технологических процессов, хранения сырья или продукции, перемещения людей и грузов, локализации последствий аварий, подлежат особой проверке и экспертизе. Так же в ходе выполнения данной главы исследованы применяемые средства защиты резервуарного парка нефтебазы.

4 АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ

4.1 Проверка и испытания резервуарного парка нефтебазы

Под эксплуатацией резервуаров и РП подразумевается комплекс мероприятий, обеспечивающий прием, хранение и сдачу нефтепродуктов, проведение испытаний и приемки резервуаров для эксплуатации, проведение ТО и ремонта [7]. На рисунке 4.1 представлены работы, выполняемые в процессе эксплуатации резервуарных парков.



Рисунок 4.1 – Работы в процессе эксплуатации резервуаров

Работники, ответственные за техническую эксплуатацию резервуаров и РП должны:

- обеспечить надежность и безопасность в их работе;
- разрабатывать и внедрять мероприятия по охране окружающей среды;
- проверять наличие и исправность защитных средств и противопожарного инвентаря.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Попов В.В.			Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						39
Консульт.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А	
Рук-ль		Брусник О.В.						
							Листов	139

Структура алгоритма проверки технического состояния резервуара:

1. Проведение оценки текущего технического состояния резервуарного парка в соответствии с расчетным сроком эксплуатации:

- проведение частичного наружного обследования с периодичностью 1 раз каждые 5 лет;
- проведение полного обследования с периодичностью 1 раз каждые 10 лет.

2. Проведение оценки текущего технического состояния резервуарных парков, которые отработали расчетный срок эксплуатации:

- проведение частичного обследования резервуарных парков с периодичностью 1 раз в 4 года;
- проведение полного обследования резервуарных парков с периодичностью 1 раз в 8 лет.

В пределах расчетного срока эксплуатации специализированные организации проводят работы по техническому обследованию резервуаров.

Комплекс работ по проверке текущего технического состояния резервуарных парков состоит из этапов и операций, которые проводятся для:

- анализа степени безопасности эксплуатируемых резервуаров;
- расчета остаточного срока безопасной эксплуатации;

Работы по частичному наружному обследованию проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет и состоят из следующих этапов:

- анализ эксплуатационно-технической документации резервуарного парка;
- проведение замеров толщины поясов стенки, которые выступают от краев днища и настила кровли;
- изучение и анализ геометрических форм стенок и проведение работ по нивелированию наружных контуров днища;

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- анализ текущего состояния оснований и отмостки.
- выдача заключения о возможности либо невозможности дальнейшей эксплуатации резервуарного парка с выдачей соответствующих документов.

Работы по полному обследованию должны проводиться с периодичностью 1 раз в 10 лет и состоять из следующих этапов:

- анализ эксплуатационно-технической документации резервуарного парка.
- проведение измерений геометрических форм стенок и нивелирование днища;
- проведение измерений расстояний между понтонами (плавающими крышами) и стенками резервуаров;
- анализ текущего состояния понтонов (плавающих крыш);
- анализ текущего состояния оснований и отмостки.
- проведение ультразвуковых, рентгенографических и других методов дефектоскопии для установления текущего состояния резервуаров.
- выдача заключения о возможности либо невозможности дальнейшей эксплуатации резервуарного парка с выдачей соответствующих документов.

Периодически производятся гидравлические испытания резервуаров.

План испытаний включает минимум 3 пункта.

1. Подготовка. Сначала проводится объективный осмотр конструкции на предмет видимых дефектов, нарушений технологий производства промышленного оборудования для хранения нефти и ее продуктов, герметичности швов. По итогам осмотра составляется акт готовности к испытательным манипуляциям. При его отсутствии заполнение стального вертикального цилиндрического сосуда любыми жидкостями запрещено.

2. Контроль условий гидравлических испытаний резервуаров для нефтепродуктов (плюсовая температура окружения – она у наружной поверхности стенок должна быть выше нуля на протяжении всего процесса устройства резервуарного блока).

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Собственно, гидравлические испытания резервуара на герметичность занимают от 1–2 до 5 дней. В программе действий:

- исследование положения задвижек (они должны быть максимально плотно закрыты);
- наполнение водой на высоту 1 м на 1 сутки (донной части);
- залив до проектной отметки (контроль при помощи воды швов стального цилиндрического резервуара перед началом эксплуатации);
- ожидание и наблюдение (ЖБИ можно испытывать не ранее, чем через 5 дней после заливки).

По итогам проведенных проверок готовится акт испытаний резервуаров вертикальных, в котором фиксируются все результаты процедуры.

Проведение гидравлических испытаний резервуара на предмет надежности, качества монтажа и герметичности цилиндрических вертикальных стальных конструкций назначается не ранее, чем завершатся их монтаж и сварка, проверяется качество элементов, соединительных участков. Испытания проводят только после приемки резервуаров службой технадзора.

Сами испытательные работы в обязательном порядке прописываются в проекте строительства резервуарного парка, согласно технологической карте, которая является его составной частью. Карта содержит данные:

- о последовательности контрольных операций;
- плане разводки подключаемых водопроводов для закачки/откачки воды;
- режиме проведения, согласно требованиям программы испытаний резервуара стального вертикального;
- местах установки запорной арматуры;
- устройстве ПУ;
- плане будущих манипуляций;
- условиях по безопасности сотрудников в ходе контроля прочности стального цилиндрического резервуара.

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В рамках подготовки к гидравлическим испытаниям резервуаров осуществляется 2 группы работ. Во-первых, подготовка самой емкости. Ее осматривают на предмет устойчивости, качества сварных швов, формы и герметичности донной части, надежности патрубков, крыши, мест устройства люков. Особое внимание уделяется соединениям стенок с элементами (дно, крыша).

Второй блок – подготовка территории гидравлических испытаний резервуара для воды, масел, ГСМ и прочих жидкостей. В рамках этого процесса предусмотрены:

1. Установка границ участка проведения работ и формирование заградительных конструкций. Часто в качестве границы опасного участка выступают уже готовые защитные стенки или обваловка. При их отсутствии предупреждающие знаки устанавливают в радиусе, равном 2 диаметрам емкости. Точка отсчета – центр вертикального стального цилиндрического резервуара.

2. Размещение устройств, включая КИП и арматуру временных трубопроводов, за границей участка.

3. Расчистка территории.

4. Инструктаж с учетом применяемой методики испытаний резервуара по вопросам безопасности. Мероприятия, призванные гарантировать безопасность работ, утверждаются заранее после согласования с заказчиком работ за подписью главного инженера компании, которая их проводит.

Вертикальный резервуар считается прошедшим испытания, если по прошествии регламентного времени после заливки водой:

- на его стенках отсутствуют следы течи;
- уровень залитой жидкости не изменился с момента закачки;
- отсутствуют заметные дефекты, возникшие под давлением воды;
- основание сосуда стабилизировано.

В акте гидравлических испытаний резервуаров отражаются все итоги: дается оценка техсостоянию, определяются эффективные режимы его

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатации, уточняется общий/расчетный период службы, определяются периоды использования до следующей диагностики. По результатам контроля конструкция может быть введена в эксплуатацию (приемка) или направлена на ремонт (после которого она снова будет испытываться).

Для приемки резервуара в эксплуатацию должны быть выполнены все условия:

- проведены проверки водой, контроль прочности и устойчивости;
- выполнена обваловка землей;
- место установки благоустроено;
- все строительно-монтажные работы завершены.

Акт приемки резервуара (приемо-сдаточный) подписывает специальная комиссия, которая создается по приказу администрации предприятия-пользователя. Ее участники должны ознакомиться со всеми технико-технологическими документами, провести визуальный осмотр цилиндрического резервуара и подключенных к нему трубопроводов.

После приемки оборудования процесс контроля ставится «на поток». Персонал, который работает с оборудованием, должен проводить ежедневный осмотр конструкции (особое внимание – люкам, лазам, соединениям) на предмет герметичности и целостности пломб.

4.2 Применяемые средства защиты резервуарного парка нефтебазы

В ходе эксплуатации трубопроводов и резервуаров нередко возникают аварийные ситуации. Связаны последние преимущественно с механическими повреждениями, выходом из строя отдельного оборудования, поломками различной техники под действием агрессивной рабочей среды.

Последствия таких аварий, как для самих резервуаров, так и для людей (персонала, третьих лиц) могут быть самыми серьезными.

Во избежание подобных осложнений при работе с резервуарами применяется соответствующий набор защитной арматуры. Данный вид

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводной арматуры представляет собой набор технико-технологических решений быстрого реагирования.

Базовая функция защитной арматуры – предупреждение аварий и поломок при возникновении неисправностей отдельных элементов. В этом плане она повторяет назначение трубопроводной арматуры предохранительной. С серьезной оговоркой:

- защитные задвижки и затворы работают на закрытие – отсечение/отключение неисправного блока или узла, который транспортирует (собирает/выдает) поток опасного вещества, от неисправного оборудования;
- предохранительная трубопроводная арматура же открывает свободный ход рабочей среды для производства сброса ее излишков с целью «гашения» избыточного давления.

К задачам защитных устройств арматурного набора надо отнести:

- предупреждение серьезных аварий (защита функционирующих блоков);
- недопущение серьезных отклонений от нормальных параметров;
- минимизация последствий аварий на производстве или промышленном предприятии, стройплощадке, территории добычи и т. д.

В зависимости от принципа действия и назначения различают:

1. Обратные клапаны.
2. Отключающую трубопроводную арматуру.
3. Отсечные системы.

Обратная защитная арматура – самый востребованный класс защиты. Ее функции:

- сохранение направления потока рабочей среды при поломках на отдельных участках сложной схемы трубопровода;
- удержание нормального давления в работающей части при его аварийном снижении в зоне разрыва.

Для сложной схемы трубопровода необходимо заказать изготовление достаточно большого числа арматурных изделий (по 1–2 на каждый

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

присоединяемый насос). Это обеспечит качественную защиту дорогой техники и всей системы от внешних факторов.

Обратный клапан – самый простой способ сохранения направления потока и защиты окружения (оборудования) от агрессивного воздействия рабочей среды при колебаниях (отклонениях от нормы) показателей. Роль затвора здесь выполняет золотник – он движется возвратно-поступательно вместе с потоком.

Плюсы:

- простая конструкция (удобный монтаж, замена, снятие замеров для изготовления);
- высокая герметичность при перекрытии;
- доступная цена производства и покупки.

Есть и минус – чувствительность к загрязнениям рабочей среды. При недостаточной фильтрации растет риск заедания.

Обратные затворы применяют для труб с большим диаметром труб. Система перекрывается не золотником, а диском, который вращается вокруг собственной оси. Изготовление у них более сложное. Зато они не чувствительны к загрязнению рабочей среды.

В отличие от клапанов затворы могут устанавливаться и на горизонтальном, и на вертикальном (наклонном) участке. Купить обратные затворы можно только в одном варианте – проходной трубопроводной арматуры (без изменения вектора движения потока).

Отключающие клапаны предназначены для предупреждения течей, выбросов, которые связаны с разрывом герметичности трубопровода. Чаще всего такие изделия заказывают для импульсных систем небольшого диаметра труб, в которых циркулируют опасные вещества, а именно:

- на энергетических установках;
- в схемах трубопроводов на АЭС.

Дыхательная арматура резервуаров для нефти и нефтепродуктов – обязательный элемент системы оснащения парков, единственный эффективный

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

способ предупреждения аварий в результате деформации емкости. Вероятность такой деформации повышается на этапах приемки и раздачи вещества из-за избыточной нагрузки или создания вакуума.

Оснащение дыхательной арматурой резервуаров преследует две основные цели.

Профилактика разгерметизации (разрыва) емкости при закачке материала. На этом этапе нагрузка на стенки сосудов значительно возрастает, превышая показатели атмосферного давления. Поскольку цистерны на это не рассчитаны, они могут просто разойтись по сварным швам или взорваться, когда сила нагрузки изнутри достигнет критического значения. Снизить нагрузку и позволяет дыхательная арматура резервуаров. Она реализована на двух уровнях:

Дыхательный клапан открывается, чтобы сбросить часть газовой смеси и снизить давление. Обычно это происходит на отметке 0,002 МПа.

Предохранительный клапан «страхует» своего «коллегу», открывая дополнительный канал для отвода взвеси при нагнетании давления до 0,002 МПа +5–10%.

Защита от деформаций емкости при создании вакуума. Здесь действует обратная закономерность (поток идет не изнутри наружу, а наоборот, в пространство сосуда поступает воздух извне, выравнивая давление и предупреждая смятие емкости внутрь). Порядок срабатывания дыхательной арматуры резервуаров для нефти и нефтепродуктов тот же (первым открывается дыхательный клапан, если обеспечиваемая им скорость поступления воздуха ниже, чем требуется, его поддерживает предохранительный механизм).

Резервуары для нефтяных продуктов должны сохраняться в герметичном состоянии - это одна из основных задач, стоящих перед специализированными предприятиями. Чтобы эксплуатируемое оборудование меньше подвергалось поломкам и авариям, каждую емкость требуется защитить. Делается это с помощью разнообразных средств антикоррозийной защиты.

					Анализ особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чтобы защитить подземную емкость, проводятся мероприятия двух типов. Такому резервуару нужен антикоррозийный слой от двух типов повреждений - почвенной (она же электрохимическая) коррозии и блуждающими токами. Для этого используют три типа защиты:

– протекторную; – дренажную; – почвенную.

Наружные поверхности защищаются нанесением на них антикоррозионных покрытий. Это очень эффективный метод, который требует предварительной обработки поверхности емкости. Как покрытие против коррозии используются полимерные ленты, битумно-полимерные или битумно-резиновые мастики.

Чтобы защитить днище резервуара от почвенной коррозии, перед монтажом его защищают с помощью специального гидроизоляционного слоя, а также с этой целью используется протекторная защита от коррозии. К днищу резервуара прикрепляется алюминиево-магниевые протекторы, которые находятся на расстоянии полутора метров от него. Эффективной также считается катодная защита.

Выводы

Четвертая глава выпускной квалификационной работы посвящена анализу особенностей эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

Дана общая характеристики и планировочные особенности резервуарного парка нефтебазы. Исследовано применяемое технологическое оборудование резервуарного парка. Рассмотрены следующие типы оборудования:

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефтепродукта;
- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;
- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации.

5 РАЗРАБОТКА ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СНИЖЕНИЮ СВЕРХНОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ И ОТКЛОНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ УБЫЛИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

5.1 Расчет прочности трубопровода

Согласно теоретическим основам технологических расчетов на прочность и устойчивость [15] и [54] произведем расчет прочности трубопровода.

Таблица 5.1 – Параметры трубопровода

Параметр	Значение	Единица измерения
Протяженность	8881	м
Диаметр	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Объем транспортируемой жидкости	460	м³/сут
Дополнительного газа	9,22	тыс.м³/сут
Общего газа	58,43	тыс.м³/сут
Обводненность	88,9	%
Скорость смеси	3,85	м/с
Давление в начале трубопровода	8,7	атм.
Давление в конце трубопровода	11	атм.
Средняя температура жидкости	10	°С
Число Рейнольдса	190763	
Режим течения	турбулентный	

Необходимо определить нормативные и расчетные сопротивления материала труб. При определении напряжений, и в расчетах трубопроводов на прочность, и устойчивость, будем принимать значения физических характеристик материала следующими:

- модуль упругости $E_0=206000$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu_0 = 0,3$;
- коэффициент линейного расширения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (^\circ\text{C})^{-1}$.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Попов В.В.				Разработка практических рекомендаций по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.						49	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А		
Рук-ль	Брусник О.В.							

Значения нормативных сопротивлений материала труб и сварных соединений – нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) примем:

- предел прочности (временное сопротивление) 13ХФА $\sigma_u = 520$ МПа;
- нормативный предел текучести 13ХФА $\sigma_y = 430$ МПа.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности R_u и по текучести R_y материала труб для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, следует определять по формулам:

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u, \quad (5.1)$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (5.2)$$

где γ_d – коэффициент условий работы;
 γ_{tu} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;
 γ_{ty} – коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести (1,15);
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода..

Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности γ_{tu} следует принимать в зависимости от характеристик труб.

Значение коэффициента условий работы γ_d для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, определяется в зависимости от категории участка

Значения коэффициентов γ_{tu} и γ_d принимаем равными 1,4 и 0,921 соответственно.

Выполним расчет сопротивлений R_u и R_y по формулам 5.1 и 5.2.

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{tu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u = \frac{0,921}{1,4 \cdot 1,1} \cdot 520 = 311 \text{ МПа},$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{ty} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y = \frac{0,921}{1,15 \cdot 1,1} \cdot 430 = 313 \text{ МПа},$$

Далее выполним проверку условий прочности, состоящих в выполнении проверок кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений.

Условие прочности для кольцевых напряжений, на трубопроводах, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода, проверяется по условию 5.3.

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}, \quad (5.3)$$

где R_u – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;
 R_y – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

Расчет кольцевых напряжений осуществляется по формуле 5.4.

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n}, \quad (5.4)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;
 p – рабочее давление, МПа;
 γ_{fp} – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);
 D – наружный диаметр трубы, мм;
 t_n – толщина стенки трубы номинальная, мм.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению: $\gamma_{fp} = 1,15$.
 Нефтеборный трубопровод имеет параметры: диаметр - 219; толщина стенки - 8; рабочее давление - 4 МПа.

Выполним расчет кольцевых напряжений по формуле 5.4 и проверку условия прочности по 5.3.

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot t_n} = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 219}{2 \cdot 8} = 63 \text{ МПа},$$

$$\sigma_h \leq \min\{R_u, R_y\}; 63 \text{ МПа} \leq 311 \text{ МПа}.$$

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Далее выполняется проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений по формулам:

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (5.5)$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (5.6)$$

где σ_l – продольное напряжение, МПа;
 σ – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;
 σ_y – нормативный предел текучести материала труб, МПа.
 f_l, f_{eq} – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений.

Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса σ_{eq} , вычисляем по формуле:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2}, \quad (5.7)$$

где σ_h – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;
 σ_I – продольное напряжение, МПа.

Продольные напряжения σ_I для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляются по формуле:

$$\sigma_I = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R}, \quad (5.8)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);
 σ_h – кольцевое напряжение, МПа;
 E – модуль деформации материала труб (переменный), МПа;
 D – наружный диаметр трубы, номинальный, м;
 R – радиус упругого изгиба, 200 м;
 α – коэффициент линейного температурного расширения, $(^\circ\text{C})^{-1}$;
 ΔT – температурный перепад, 30°C .

Рассчитаем продольные напряжения согласно формулы 5.8:

$$\begin{aligned} \sigma_I &= \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \\ &= 0,3 \cdot 63 - 206000 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 30 \pm \frac{206000 \cdot 0,219}{2 \cdot 200} \\ &= 1,8 - 74,16 \pm 112,8 = -72,36 \pm 112,8; \\ \sigma_I^- &= -185,16 \text{ МПа}; \\ \sigma_I^+ &= 40,44 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Для дальнейших расчетов принимаем наибольшее по модулю значение. По формуле 5.7 рассчитаем эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса:

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_I + \sigma_I^2} = \sqrt{63^2 - 63 \cdot 185,16 + 185,16^2} = 163 \text{ МПа},$$

По условиям 5.5 и 5.6 выполним проверку трубопровода на прочность для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_I \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I \geq 0; \quad 40,44 \text{ МПа} \leq 0,6 \cdot 430 = 258 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_I < 0; \quad 163 \text{ МПа} \leq 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ МПа.}$$

Оба условия прочности выполнены с большим запасом. Соответственно, все три условия прочности, согласно ГОСТ Р 55990 [54], выполнены. На этом расчет на прочность участка трубопровода можно считать завершённым.

5.2 Аналитический расчет естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы

В общем случае, под методами ресурсосбережения понимают технологии, обеспечивающие экономию энергетических, материальных и других ресурсов. Методы ресурсосбережения при хранении, транспортировке и распределении нефти и нефтепродуктов применяются на этапе проектирования, строительства и эксплуатации.

Произведем расчетную оценку утечки нефтепродуктов из резервуара.

Сперва составим формулы, по которым, в последующем мы сможем проводить расчет.

Обозначим $z(t)$ – уровень топлива в резервуаре, считая от дна.

Поскольку площадь отверстия мала, то распределение давления по высоте резервуара можно принять гидростатическим. Тогда:

$$q = \mu * s \sqrt{2 * g * z(t)} = -S(t) \frac{dz}{dt}, \quad (5.9)$$

где s – площадь отверстия;
 μ – коэффициент расхода, равный 0,62;
 $S(t)$ – площадь зеркала опускающегося топлива.

Площадь зеркала опускающегося топлива определяется по формуле:

$$S(t) = L * 2 \sqrt{z * (D - z)}, \quad (5.10)$$

где L – длина резервуара, м;
 D – диаметр резервуара, м;
 z – высота зеркала жидкости, м.

Из этого, получаем уравнение для определения функции $z(t)$, которое решаем с начальным условием $z(0) = D$:

$$\frac{dz}{dt} - \frac{\mu * s * \sqrt{2} * g}{L * 2} - \frac{1}{\sqrt{D-z}} \cdot \frac{4 * L * (D-z)^{3/2}}{3 * \mu * S \sqrt{2} g} = t, \quad (5.11)$$

где t – время, прошедшее с начала момента истечения.

Из решения следует:

$$z(t) = D - ((3\mu * s \sqrt{2} g t) / 4L)^{2/3}.$$

Подставляем исходные данные:

$$Z = D - \left(\frac{3\mu * s \sqrt{2} g t}{4L} \right)^{2/3} = 2.32 - \left(\frac{3 * 0.62 * 7.8 * 10^{-9} * \sqrt{2} * 9.8 * 10 * 3600}{4 * 2.8} \right)^{2/3} = 2.3165.$$

$$S = \frac{\pi * d^2}{4} = \frac{3.14 * 0.0001^2}{4} = 7.8 * 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Вычисляем объем V вытекших нефтепродуктов, как объем освободившейся части резервуара:

$$V = S_c * L, \quad (5.12)$$

где S_c – площадь кругового сегмента.

Площадь кругового сегмента определим по формуле (5.5):

$$S_c = 0.5 * R * (\alpha - \sin \alpha), \quad (5.13)$$

где α – центральный угол сегмента.

Центральный угол сегмента определим через формуле (5.6):

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{\frac{D}{2} - \Delta z}{\frac{D}{2}} \quad (5.14)$$

Имеем:

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{\frac{\alpha}{2} - \Delta z}{\frac{d}{2}} = \frac{\frac{2.22}{2} - 0.00349}{\frac{2.22}{2}} = 0.99699,$$

$$\Delta Z = d - Z = 2.32 * 2.3165 = 0.00349 \text{ м},$$

$$\alpha = 2 * \arccos 0.99699 = 0.1552, \sin \alpha = 0.155.$$

Следовательно:

$$S_c = 0,5 \cdot R^2 \cdot (\alpha \cdot \sin \alpha) = 0,5 \cdot 1,16^2 \cdot (0,1552 - 0,155) = 0,0001346 \text{ м}^2.$$

$$R = \frac{D}{2} = \frac{2,32}{2} = 1,16 \text{ м}$$

Далее найдем: $V = S_c \cdot l = 0,0001346 \cdot 2,8 = 0,0003768 \text{ м}^3$, или с учетом плотности топлива: $m = \rho \cdot V = 750 \cdot 0,0003768 = 0,2827 \text{ кг}$.

Итак, из решения следуют, что расчет объема вытекших нефтепродуктов из резервуара возможен. В данном случае, для исходных данных масса составила $m = 0,28267 \text{ кг}$ (с учетом плотности топлива).

Масса утечки из резервуара за год составит: $m = 360 \cdot 0,2958 = 101,758 \text{ кг}$.

Таким же способом мы вычисляем расчет объема утечек из трубопровода, для начала составим формулы, которые помогут нам для последующих вычислений.

Так как отверстие в стенке трубопровода небольшого размера, то из-за образовавшейся течи не изменится перекачка и для расчета потери нефти, можно воспользоваться формулой:

$$q = \mu \cdot s \sqrt{2g\Delta H}, \quad (5.15)$$

где ΔH – разность напоров

Разность напоров, определяется по формуле:

$$\Delta H = \frac{p_* - p_a}{\rho g}, \quad (5.16)$$

где $p_* - p_a$ – избыточное давление в сечении утечки.

Имеем:

$$H_H = 50 + \frac{7,5 \cdot 10^6}{785 \cdot 9,81} = 1023,9 \text{ м}; \quad H_k = 90 + \frac{0,3 \cdot 10^6}{785 \cdot 9,81} = 285$$

Гидравлический уклон определяется по формуле:

$$i = \frac{H_H - H_k}{L} \quad (5.17)$$

$$i = \frac{1023,9 - 285}{100000} = 0,00766$$

Напор, в месте, где располагается отверстие:

$$H^* = H_H - i \cdot L^*, \quad (5.18)$$

где L^* – расстояние от начала трубопровода, где расположено отверстие.

$$H^* = 1023,9 - 0,00766 \cdot 90000 = 334,5$$

Определяем ΔH :

$$\Delta H = H^* - z^*, \quad (5.19)$$

где z^* – высотная отметка сечения, в котором расположено отверстие.

$$\Delta H = 334,5 - 137,5 = 197 \text{ м.}$$

Далее находим:

$$q = 0.62 \cdot 7.8 \cdot 10^{-9} \sqrt{2} \cdot 9.81 \cdot 197 = 3,01 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем V вытекшей за 24 часа нефти составляет из трубопровода:

$$V = 3,01 \cdot 10^{-6} \cdot 24 \cdot 3600 = 0,260 \text{ м}^3.$$

Или с учетом плотности топлива:

$$m = 750 \cdot 0,260 = 195,1 \text{ кг.}$$

В итоге по вычислениям видно, что масса утечек из трубопровода составляет за сутки: $m = 195,1 \text{ кг.}$

Отверстие обнаруженное из-за понижения давления в трубопроводе было с отклонением от рабочих параметров.

Так же, как и в расчетах объема утечек из резервуара, можно посчитать объем утечек из трубопровода, не учитывая факторов происходящих за все время работы месторождения.

Итак, за год из трубопровода масса утечки составит: $m = 360 \cdot 195,1 = 70236 \text{ кг.}$

5.3 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-5000 при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы

Исходные данные: резервуар РВС-5000, первоначальная высота взлива – 8,6 м.

Находим абсолютное давление в газовом пространстве в начале закачки:

$$P_1 = P_a = 101200 \text{ Па} - \text{в начале закачки днем.}$$

По графику для определения плотности бензиновых паров находим плотность паров бензина ρ , кг/м³ или по формуле:

$$\rho = \frac{P_r \cdot M}{T \cdot R'} = \frac{101200 \cdot 58,609}{293 \cdot 8314,3} = 2,435 \text{ кг/м}^3, \quad (5.20)$$

где T – температура нефтепродукта в летний период;
 R' – газовая постоянная;
 M – молярная масса.

Находим величину газового пространства после закачки бензина по формуле (5.21):

$$H_{Г1} = H_P - H_{взл.2} + \frac{H_K}{3} = 11,93 - 8,6 + \frac{0,88}{3} = 10,964 \text{ м}, \quad (5.21)$$

где H_P – высота резервуара;
 $H_{взл.2}$ – высота взлива;
 H_K – высота корпуса крыши.

Определяем объем газового пространства перед закачкой нефтепродукта, V .

$$V_{Г1} = H_{Г1} \cdot \frac{\pi D^2}{4} = 10,964 \cdot \frac{3,14 \cdot 22,81^2}{4} = 4480,325 \text{ м}^3,$$

$$H_{Г2} = H_P - H_{взл.2} + \frac{H_K}{3} = 11,93 - 10,33 + \frac{0,88}{3} = 1,893 \text{ м},$$

Объем закачиваемого бензина:

$$V_H = Q \cdot \tau_3, \quad (5.22)$$

где τ_3 – время закачки;
 Q – производительность закачки бензина.

$$V_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D^2 \cdot (H_{взл.2} - H_{взл.1}) = 0,25 \cdot 314 \cdot 22,810^2 \cdot (10,964 - 1,893) = 3706,770$$

$$\text{Время заправки: } \tau_3 = \frac{V_H}{Q} = \frac{3706,77}{355} = 10,44 \text{ ч.}$$

Найдем общее время:

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3 = 6 + 10,44 = 16,44 \text{ ч,} \quad (5.23)$$

где $\tau_{пр} = 6$ – время простоя резервуара.

Находим $\Delta C / C_s = 0,15$ при $\tau = \tau_{пр} + \tau_3$ по графику для определения температурного напора.

Находим скорость выхода газовой смеси через дыхательные клапаны:

$$V_B = \frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot n \cdot \pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 355}{3600 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,632} = 0,079 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (5.24)$$

где Q – производительность заправки бензина;
 D – диаметр резервуара.

Определяем $\Delta C / (C_s \cdot \tau_3) = 0,0198$ по графику прироста относительной концентрации во время выкачки из резервуара.

Находим среднюю относительную концентрацию в газовом пространстве:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{1r}}{H_{2r}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{1,893}{10,964} + 0,15 + 0,0377 = 0,360, \quad (5.25)$$

$$\text{где } \frac{\Delta C_1}{C_s} = 0,0198 \cdot 1,905 = 0,0377$$

Определяем давление $P_s = 19 \text{ кПа}$ по графику для определения насыщенных паров нефтепродуктов, при $T = T_{п.ср} = 293 \text{ К}$

Находим среднее парциальное давление паров нефтепродукта:

$$P_y = \frac{\Delta C_2}{C_s} \cdot P_s = 0,36 \cdot 19 = 6,847 \text{ кПа.}, \quad (5.26)$$

где P_s – давление насыщенных паров нефтепродукта.

Потери бензина от одного “большого дыхания”:

$$\begin{aligned} G_{Б.д.} &= [V_H - V_{г.} \cdot (\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y})] \cdot \frac{P_y}{P_2} \cdot \rho = \\ &= [3706,77 - 4480,325 \cdot (\frac{103500 - 101200}{103500 - 6847})] \cdot \frac{6847}{103500} \cdot 2,435 = 572,469 \end{aligned}$$

5.4 Методика расчета потерь нефти от «малых дыханий»

Находим площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре:

$$F_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D^2, \quad (5.27)$$

где D – диаметр резервуара.

Определяем среднюю высоту газового пространства:

$$H_\Gamma = H - H_{\text{взл}} + \frac{H_K}{3}, \quad (5.28)$$

где H – высота корпуса;
 $H_{\text{взл}}$ – высота взлива;
 H_K – высота корпуса крыши.

Находим объем газового пространства резервуара:

$$V_\Gamma = F_H \cdot H_\Gamma, \quad (5.29)$$

где F_H – площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре;
 H_Γ – средняя высота газового пространства.

Молярная масса бензиновых паров определяется по формуле:

$$M = 52,629 - 0,246 \cdot T_H + 0,001 \cdot T_H^2, \quad (5.30)$$

где $T_H = T_{HK} - 30$;
 T_{HK} – температура начала кипения бензина, $T_{HK} = 311 \text{ K}$.

Газовую постоянную бензиновых паров находят по формуле:

$$R_\Pi = 8314,3 / M, \quad (5.31)$$

где M – молярная масса бензиновых паров.

Среднюю температура нефтепродукта принимаем равной средней температуре воздуха:

$$T_{\text{п.ср}} = T_{\text{в.ср}} = 0,5 \cdot (T_B^{\text{max}} + T_B^{\text{min}}), \quad (5.32)$$

где T_B^{max} – максимальная температура воздуха;
 T_B^{min} – минимальная температура воздуха.

Определяем теплопроводность бензина:

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047 \cdot T_{п.ср}), \quad (5.33)$$

где $T_{п.ср}$ – средняя температура нефтепродукта.

Находим удельную теплоемкость: $C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{п.ср})$ (для практических расчетов λ_H можно принять равной 0,13 Вт/(мК)).

Рассчитываем коэффициент температуропроводности: $a = \frac{\lambda_H}{C}$.

Находим коэффициент m: $m = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot a \cdot \tau}}$ (τ – продолжительность дня).

Для этого дня определяется интенсивность солнечной радиации без учета области или с учетом, в зависимости от задания:

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}}, \quad (5.34)$$

где γ – коэффициент прозрачности атмосферы, защитой от ее влажности, облачности, запыленности, $\gamma = 0,7 \dots 0,8$ при безоблачном небе;
 ψ – географическая широта места установки резервуара.

Находим площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство резервуара на вертикальную и горизонтальную плоскости: $F_B = D \cdot H_T$; $F_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D^2$,

Определяем площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень: $F_o = F_B \cdot \sin(\psi - \varphi) + F_H \cdot \cos(\psi - \varphi)$, для сферических и сфероидальных резервуаров: $F_o = F_B \cdot \sin^2(\psi - \varphi) + F_H \cdot \cos^2(\psi - \varphi)$.

Определяем площадь поверхности стенок, ограничивающих газовое пространство: $F = F_H + \pi \cdot F_B$.

Количество тепла, получаемое 1 м² стенки, ограничивающей газовое пространство резервуара, за счет солнечной радиации:

$$q = \varepsilon \cdot \frac{F_o}{F} \cdot i_o, \quad (5.35)$$

где ε – степень черноты внешней поверхности резервуара (0,27...0,67) для алюминиевой краски;
 i_o – интенсивность солнечной радиации;
 F – площадь поверхности стенок;
 F_o – площадь проекции стенок газового пространства резервуара на плоскость..

По графикам для определения коэффициентов теплоотдачи находим коэффициенты теплоотдачи в дневное и ночное время в Вт/(м²К):

Вычисляем коэффициенты теплоотдачи α_B и α'_B : $\alpha_B = \alpha_{BK} + \alpha_{BA}$;
 $\alpha'_B = \alpha'_{BK} + \alpha'_{BA}$.

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту вычисляют по формуле:

$$\alpha'_{ст.п.} = \frac{\alpha'_п \cdot \frac{F_H}{F}}{1 + \frac{F_H}{F} \cdot \frac{\alpha'_п}{\alpha'_г}}, \quad \alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_п}{\frac{\alpha_г}{\alpha_п + m \cdot \lambda} + \frac{m \cdot \lambda \cdot \frac{F_H}{F}}{\alpha_г}} \quad (5.36)$$

где $\alpha_п$ и $\alpha'_п$ – соответственно коэффициенты теплоотдачи от паровоздушной смеси, находящейся в газовом пространстве резервуара, к поверхности жидкости для дневного и ночного времени;
 F_H – площадь зеркала нефтепродукта в резервуаре;
 F – площадь поверхности стенок;
 λ – теплопроводность бензина.

Определяем избыточные температуры:

$$\theta_{ст. min} = \frac{\alpha'_B \cdot \theta_{B min}}{\alpha'_B + \alpha'_{ст. л.} + \alpha'_P \cdot \frac{F_H}{F}}, \quad (5.37)$$

где $\theta_{B min} = T_B^{min} - T_{п.ср.}$;
 T_B^{min} - минимальная температура воздуха;
 $T_{п.ср.}$ - средняя температура нефтепродукта.

$$\theta_{ст. max} = \frac{q + \alpha_B \cdot \theta_{B max}}{\alpha_B + \alpha_{ст. л.} + \alpha_P \cdot \frac{F_H}{F}}, \quad (5.38)$$

где $\theta_{B max} = T_B^{max} - T_{п.ср.}$;
 T_B^{max} - максимальная температура воздуха.

Находим минимальную и максимальную температуры газового пространства резервуара: $T_{r min} = \theta_{r min} + T_{п.ср.}$, $T_{r max} = \theta_{r max} + T_{п.ср.}$.

По графику для определения давления насыщенных паров нефтепродукта определяем P_S при $T = T_{r min}$, Па.

Находим минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара:

$$P_{min} = \frac{1 - 0.055 \sqrt{V_G / V_{ж}}}{0.89} \cdot P_S, \quad (5.39)$$

где V_G – объем газового пространства резервуара;
 $V_{ж}$ – объем бензина в резервуаре.

При степени заполнения резервуара менее 0,6 определяют минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара по формуле:

$$P'_{min} = P_{min} \cdot \frac{\Delta C}{C_S}, \quad (5.40)$$

где
$$\frac{\Delta C}{C_S} = \frac{H_{1Г}}{H_{2Г}} + \frac{\Delta C_1}{C_S} + \frac{\Delta C_2}{C_S} \leq 1;$$

$H_{1Г}$ и $H_{2Г}$ – высоты газового пространства в резервуаре соответственно до и после выкачки нефтепродукта;

$\frac{\Delta C_1}{C_S}$ при известном τ_B определяют по графику прирост относительной концентрации во время выкачки из резервуара с двумя клапанами типа НДКМ, где скорость входящего воздуха определяется по формуле:

$$V_B = \frac{4 \cdot Q}{n \cdot \pi \cdot d^2},$$

Q – производительность выкачки;

n – число дыхательных клапанов на резервуаре;

d – диаметр монтажного патрубка дыхательного патрубка;

$\frac{\Delta C_2}{C_S}$ принимаем по графику зависимость прироста концентрации от

длительности простоя резервуара и погодных условий.

Находим температурный напор θ по графику для определения температурного напора.

Определяем почасовой рост концентрации в газовом пространстве резервуара:

$$C_\tau = 1726 \cdot \frac{R_n \cdot \theta^{1.25}}{T_{п.ср.}^{0.25} \cdot P_r \cdot D \cdot H_r^{0.25}}, \quad (5.41)$$

где $P_r = P_a + P_{кд}, \text{ Па};$

D – диаметр резервуара;

R_n – газовая постоянная бензиновых паров;

$T_{п.ср.}$ – средняя температура нефтепродукта.

Определяем продолжительность выхода: $\tau_B = 0,5 \cdot \tau_{дн} + 3, \text{ ч},$

Находим минимальную и максимальную концентрацию:

$$C_{min} = \frac{P_{min}}{P_a - P_{KB}} \cdot 100\%, C_{mas} = C_{\tau} \cdot \tau_B + C_{min} \quad (5.42)$$

где P_a – атмосферное давление;

P_{min} – минимальное парциальное давление в газовом пространстве резервуара.

Рассчитываем максимальное парциальное парциальное давление в газовом пространстве: $P_{max} = \frac{(P_a + P_{КД}) \cdot C_{max}}{100}$.

Находим среднее массовое содержание паров бензина в газовой смеси: $\sigma = \frac{P_{max} + P_{min}}{R_n \cdot (T_{r max} + T_{r min})}$.

Объем вытесняемой паровой смеси:

$$\Delta V = V_r \cdot \ln \left(\frac{P_a - P_{KB} - P_{min}}{P_a + P_{КД} - P_{max}} \cdot \frac{T_{r max}}{T_{r min}} \right).$$

Потери нефтепродукта от “малых дыханий” за 1сутки:

$$G'_{MD} = \sigma \cdot \Delta V, \quad (5.43)$$

где σ – среднее массовое содержание паров бензина в газовой смеси;

ΔV – объем вытесняемой паровой смеси.

5.5 Методика расчета потерь нефти от «обратного выдоха»

Определяется объём газового пространства после закачки нефтепродукта.

Определяем высоту газового пространства после откачки.

Абсолютное давление в газовом пространстве.

Определим высоту газового пространства после откачки

По графику для определения давления насыщенных паров нефтепродукта определяем P_s при средней температуре нефтепродукта.

Значение $\Delta C_2 / C_S$ определяют по графику зависимость прироста концентрации от длительности простоя резервуара и погодных условий при времени простоя τ .

Скорость движения воздуха через дыхательные клапаны при откачке с производительностью Q найдем из формулы:

$$V_B = \frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot n \cdot \pi \cdot D^2}, \quad (5.44)$$

где D – диаметр резервуара;
 Q – производительность при откачке.

По графику прирост относительной концентрации во время выкачки из резервуара приближенно определяем: $\Delta C_1 / C_S \cdot \tau_B$.

Определяем: $\frac{\Delta C}{C_S} = \frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C_1}{C_S} + \frac{\Delta C_2}{C_S}$. Находим среднее парциальное давление паров нефтепродуктов: $P_y = \frac{\Delta C}{C_S} \cdot P_S$.

Находим парциальное давление паров нефти:

$$P_0 = \left(\frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C}{C_S} \right) \cdot P_S + P_{K.Д.} + P_{K.В.}$$

Вычисляем потери от «обратного выдоха»:

$$G_{O.B.} = \frac{V_r}{R_{II} \cdot T_{II,CP.}} \cdot (P_r \cdot \ln(\frac{P_r - P_0}{P_r - P_y}) + P_0 - P_y).$$

5.6 Применение системы обнаружения утечек нефти

Компаний, которые создают системы мониторинга состояния трубопровода, в настоящее время достаточно много. В основном это западные производители, что при нынешнем курсе национальной валюты гарантирует весьма существенные затраты на внедрение. Поэтому в последние годы в

данном сегменте рынка стали играть весьма заметную роль отечественные компании, которые производят аналогичные по функциональности и качеству исполнения комплексы, но по цене заметно ниже, чем у западных конкурентов.

Исходя из политики импортозамещения и демократичных цен на продукцию отечественных производителей, решено рассмотреть оборудование предприятия «Электронные технологии и метрологические системы» (компания ZETLAB), которое было основано в 1992 году на базе Всероссийского научно-исследовательского института физико-технических и радиотехнических измерений (СКБ ФГУП ВНИИФТРИ). На рынке ZETLAB приобрела известность в первую очередь благодаря своему высокоточному измерительному оборудованию (КИПиА), однако сегодня компания также создает на его базе системы мониторинга, в частности – систему обнаружения утечек (СОУ), которая построена с применением приборов ZETLAB и программного обеспечения, разработанного специалистами компании.

Основная функция СОУ – это выявление самого факта возникновения утечки и установление ее координат. Для обнаружения утечки система с помощью первичных преобразователей определяет статическое и динамическое давление, а также расход в трубопроводе. Полученные данные обрабатываются и анализируются с применением таких методов, как:

- балансный метод;
- профиль давления;
- волна давления;
- акустический алгоритм.

Самая слабая утечка, которую способна заметить система, обладает интенсивностью 0,05 % от максимального расхода и обнаруживается приблизительно в течение 7 минут. Большая утечка, с интенсивностью 0,5 % от максимального расхода, будет обнаружена уже за 2 минуты. Погрешность при определении места утечки составляет ± 100 м.

Система определяет событие как утечку, а также выявляет ложные срабатывания с помощью программного компонента «Детектор СОУ», который непрерывно анализирует результаты работы алгоритмов.

Для того чтобы задавать параметры этих алгоритмов, существует другой компонент – «Тренажер СОУ». Когда накапливается минимальный необходимый объем данных, в автоматическом режиме в программе «Тренажер СОУ» подбираются оптимальные параметры алгоритмов для определения событий в системе путем прогона записей. Задача тренажера – проанализировать реальные записи и модельные сигналы внешних воздействий в масштабе реального времени и, оценив качество работы системы при различных заданных параметрах, выдать оптимальный уровень детектирования.

Вероятность того, что СОУ пропустит утечку, составляет 0,01, а вероятность ложной тревоги – 0,001 (то есть достоверность обнаружения утечек очень высока).

Цифровые датчики давления ZET 7112-I и BC 314 (рисунок 5.1), входящие в состав СОУ, представляют собой первичный преобразователь и измерительный модуль, объединенные в один корпус. Датчики устанавливаются на трубопроводе и выдают значения давления в цифровом виде по интерфейсу CAN 2.0. Внешний вид датчика избыточного давления ZET 7112-I приведен на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Внешний вид датчика избыточного давления ZET 7112-I

Преобразователь интерфейса ZET 7176 собирает данные с цифровых датчиков по CAN-интерфейсу и передает их на сервер по Ethernet, где происходит их архивация. В то же время зарегистрированные данные

ретранслируются на АРМ диспетчера, где проводится их анализ. Если в результате данного анализа обнаруживается утечка, АРМ диспетчера рассчитывает место и время ее возникновения с использованием алгоритмов «профиль давления», «волна давления» и «корреляционный анализ». Полученные результаты выводятся на монитор с помощью функционирующего на АРМ диспетчера SCADA-проекта «COY» (рисунок 5.2).

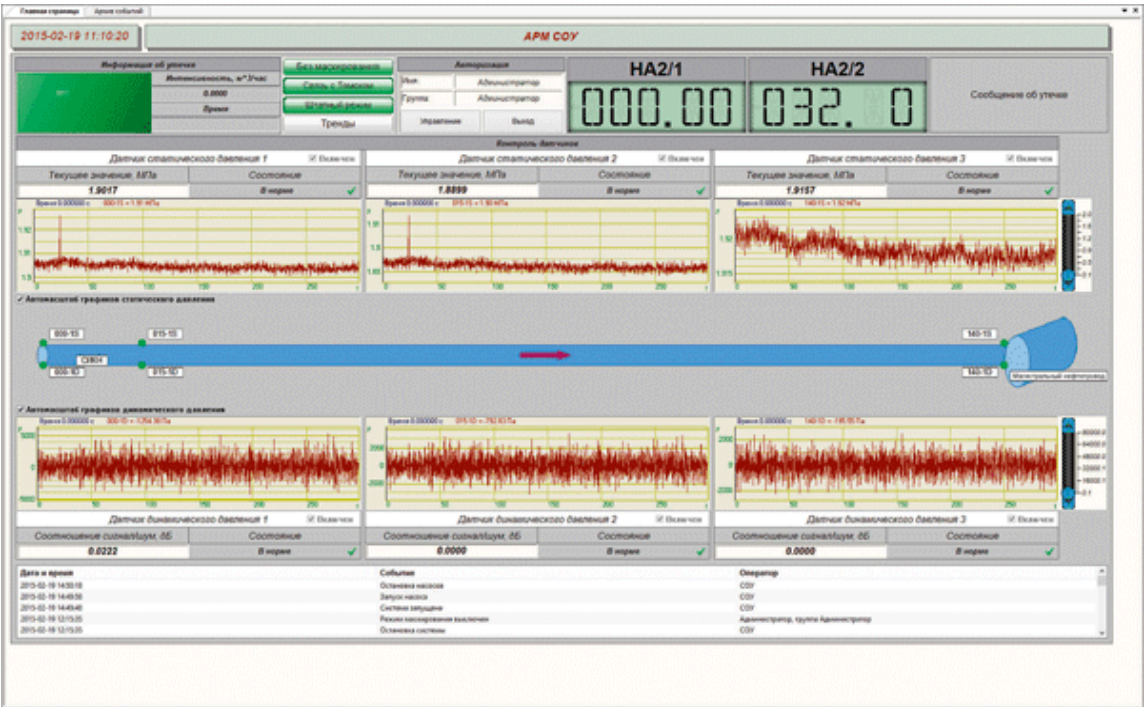


Рисунок 5.2 – SCADA-проект «COY»

Для поддержки работы сервера COY и АРМ диспетчера на них должны быть установлены пакеты программного обеспечения ZETLAB, SCADA-система ZETVIEW и SCADA-проект «COY».

Реализованный на базе программного обеспечения ZETVIEW SCADA-проект «COY» позволяет в автоматическом режиме запускать программы ZETLAB, получать от них данные, проводить вторичную обработку результатов, обеспечивать формирование уставок по обнаружению утечек, создавать на АРМ диспетчера экранные формы, предназначенные для удобного управления работой COY во всех режимах и представления результатов мониторинга как в графическом, так и в текстовом виде, в том числе – в журнале событий с цветовым разделением типов сообщений. В составе ПО

СОУ функционирует OPC-сервер, что позволяет производить обмен информацией с серверами других диспетчерских служб.

Для обеспечения резервного канала передачи данных используется преобразователь интерфейса ZET 7177.

Синхронизация системного времени преобразователей интерфейса и серверов СОУ осуществляется с помощью модуля синхронизации GPS/ГЛОНАСС ZET 7175.

Синхронизация датчиков осуществляется по протоколу IEEE 1588, также выполняется привязка записей измеряемых параметров к единому времени по системе ГЛОНАСС/GPS (погрешность – не более $2,5 \times 10^{-5}$ с).

СОУ функционирует в режиме реального времени и обеспечивает обнаружение утечки, как при стационарных, так и при нестационарных режимах перекачки.

В системе предусмотрена возможность маскирования функции обнаружения утечек во время следующих событий:

- запуск или остановка магистральных или подпорных насосных агрегатов;
- наличие средств очистки и диагностики на участке, контролируемом СОУ;
- начало или окончание подкачки нефти нефтедобывающими компаниями (в точке подключения на линейной части или перекачивающей станции);
- изменение производительности подкачки нефти нефтедобывающими компаниями (в точке подключения на линейной части или перекачивающей станции);
- проведение технологических переключений на узле регулирования давления;
- изменение частоты вращения магистральных насосных агрегатов с частотно-регулируемым приводом;

- изменение уставки в узлах регулирования давления на выходе перекачивающей станции или на линейной части;
- открытие или закрытие резервной камеры фильтров - грязеуловителей на перекачивающей станции;
- открытие или закрытие задвижки подключения двух параллельных ниток трубопровода;
- отбор нефти на собственные нужды.

ZETLAB работает в постоянном контакте со своими заказчиками, оперативно решая все возникающие вопросы. Кроме того, компания устраивает вебинары и очное обучение специалистов заказчика, объясняя все особенности своего оборудования и программного обеспечения, которое находит самый положительный отклик у пользователей.

Кроме этого, рекомендуется применить программный комплекс «LeakSpy».

Пакет «LeakSpy» есть комплексное решение, так как в нем объединены несколько алгоритмов диагностики, которые основаны на различных математических моделях.

Главным недостатком этого способа является то, что способ технически и экономически целесообразен для применения не во всех случаях.

Также известны и акустические способы обнаружения утечек, которые основаны на регистрации шумов, возникающих в местах утечки.

Недостатком данных способов является использование дорогостоящего оборудования, которое устанавливается вдоль трассы трубопровода, и ограниченная чувствительность датчиков.

В основу предлагаемого прибора поставлена задача обнаружения утечек нефтепродуктов, воды и иных жидкостей при нарушении целостности резервуара. Предлагаемый способ заключается в том, что при утечке из резервуара жидкость вытекает и на начальных этапах скапливается в отвале. В

отвале, в свою очередь, устанавливаются устройства, представляющие собой ловушки, в которых скапливается вытекающая жидкость.

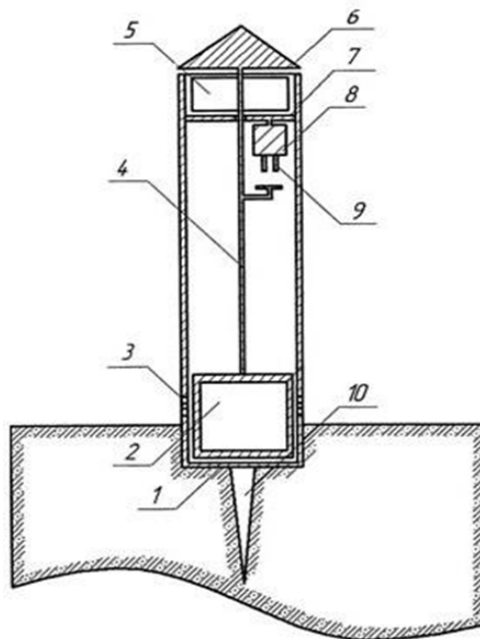


Рисунок 5.3 – Схема устройства для обнаружения утечек

1 – корпус, 2 – поплавок, 3 – отверстия, 4 – шток, 5 – сигнальный флажок, 6 – крышка, 7 – центратор, 8 – передатчик, 9 – контакты, 10 – штырь

Устанавливаемые устройства включают в себя поплавки, которые всплывают при скоплении некоторого количества жидкости в устройстве под действием возникающей выталкивающей силы, которая выражается формулой:

$$F_A = \rho \cdot g \cdot V, \quad (5.45)$$

где ρ – плотность жидкости,
 g – ускорение свободного падения,
 V – объем погруженного тела (или часть объема тела, находящаяся ниже поверхности).

Итак, поплавком совершается полезная механическая работа при всплытии, которую далее используют тем или иным образом для нахождения сработавшего устройства, при этом определяется визуально и место порыва.

5.7 Снижение сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов

В качестве мероприятий по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов рекомендуется применить установки улавливания легких фракций (УУЛФ), а так же диски-отражатели.

Установки улавливания легких фракций предназначены для сбора газа из резервуаров, компримирования и подачи газа на сбор, а также для предотвращения срабатывания дыхательных клапанов резервуаров на «вдох» и «выдох». Система улавливания легких фракций состоит из газоуравнительной обвязки, соединяющей герметичные резервуары с установкой УУЛФ. С вводом в эксплуатацию УУЛФ достигается полная утилизация испарившихся лёгких углеводородов. К применению рекомендуется УУЛФ МГКС-6/0,01-6, так как данная установка обладает оптимальными характеристиками и наиболее часто применяется на объектах нефтехранения. Характеристика данной установки приведена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики УУЛФ Vapor King 6,4/0,35

Характеристики УУЛФ Vapor King 6,4/0,35	Значение
Рабочая среда	углеводородный газ
Температура рабочей среды на входе, 0С	от +5 до +45
Температура рабочей среды на выходе, 0С	до +95
Содержание сероводорода, % об.	до 6
Исполнение приборов, устройств и электрооборудования технологического блока	взрывозащищённое
Температура окружающей среды, 0С	от -65 до +50
Давление (абсолютное) на входе, МПа	от 0,06 до 0,08
Давление на выходе, МПа	0,3 и более

Простота конструкции и короткий срок окупаемости позволяют широко внедрять диски-отражатели в резервуарах. Диаметр диска-отражателя обычно равен 2,6–2,8 диаметра люка резервуара, сделанного для дыхательного клапана. Диск-отражатель подвешивается под патрубком люка на расстоянии, равном диаметру последнего, на стойке с фиксатором. Технологическая схема установки приведена на рисунке 5.4

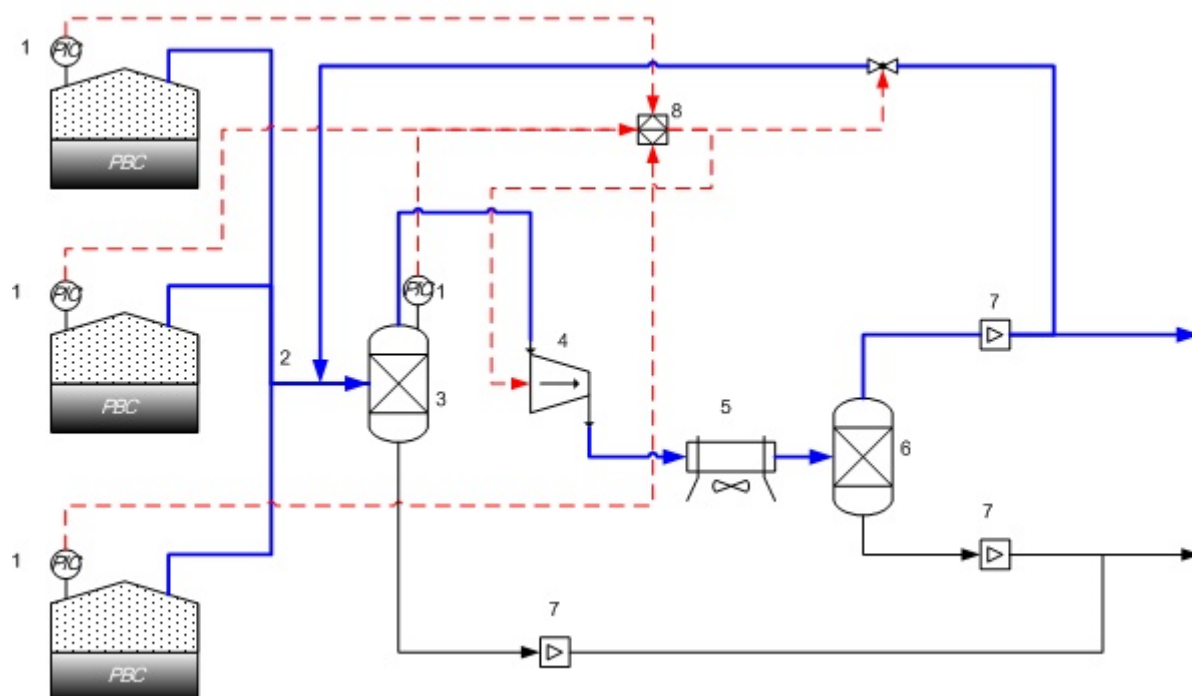


Рисунок 5.4 – Технологическая схема УУЛФ:

1– датчик давления; 2 – газоуравнительная система; 3 – газосепаратор; 4 – вакуумный компрессор; 5 – аппарат охлаждения; 6 – напорный газосепаратор; 7 – датчик расхода; 8 – контроллер

Выводы

В пятой главе выпускной квалификационной работы произведена разработка практических рекомендаций по снижению сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы.

В данной главе произведен аналитический расчет естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы, который составил 73,95 кг в год для резервуара и 16125 кг в год для соответствующего трубопровода.

Разработаны рекомендации по применению системы обнаружения утечек нефти. Предлагается использовать систему обнаружения утечек, построенную на продуктах компании ZETLAB, а так же комплекса «LyakSpy».

Для снижения сверхнормативных потерь рекомендуется применять УУЛФ, а так же диски-отражатели.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Основными потребителями приборов снижения сверхнормативных потерь и отклонения естественной убыли нефтепродуктов могут быть:

- крупные нефтехимические производства;
- объединенные диспетчерские управления;
- легкая и тяжелая промышленность;
- резервуарные парки.

6.1.2 SWOT-анализ

Матрица SWOT-анализа приведена ниже.

Таблица 6.1 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Универсальность применения приборов 2. Наличие опытного научного-руководителя 3. Актуальность проводимого исследования 4. Обширная сфера применения	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Требуется уникального оборудования 2. Отсутствие повсеместного внедрения новой методики 3. Требуется тщательного сбора исходных данных 4. Многостадийность методики
--	--	---

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Попов В.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.									74	139	
Консульт.		Рыжакина Т.Г.							Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А				
Рук-ль		Брусник О.В.											

Окончание таблицы 6.1

<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность создания партнерских отношений с рядом исследовательских институтов 2. Большой потенциал применения метода математического моделирования динамических процессов 3. Большая стоимость конкурентных разработок и сложность их использования 4. Возможность выхода на внешний рынок 5. Рост потребности в обеспечении безопасности технологического процесса и сокращения экономических издержек 	<p>Актуальность разработки, опытный руководитель и принципиально новая методика дает возможность сотрудничать с рядом ведущих исследовательских институтов;</p> <p>Большой потенциал применения методики, а так же возможность выхода на внешний рынок обуславливаются принципиально новой методикой;</p> <p>Рост потребности в обеспечении безопасности технолого-производственного процесса и сокращения экономических издержек возможен за счет принципиально новой методики;</p> <p>За счет новизны и принципиальных отличий возможен выход на большие объемы применения данной методики.</p>	<p>Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами для взаимного использования уникального оборудования;</p> <p>Отсутствие повсеместного внедрения новой методики обеспечивает большой потенциал применения метода математического моделирования динамических процессов</p>
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие спроса на новые программные продукты в исследуемой сфере 2. Развитая конкуренция в сфере математического моделирования технологических процессов крупных производств 3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования 4. Захват внутреннего рынка иностранными компаниями 5. Малые скорости внедрения разрабатываемого ПО 	<p>Универсальность применения разрабатываемых математических моделей и обширная сфера применения программного комплекса минимизируют влияния развитой конкуренции в обозначенной сфере.</p> <p>Актуальность проводимого исследования и наличие опытного научного руководителя в сочетании с принципиально новой методикой проведения работ обеспечивают стремительный выход на внутренний рынок</p>	

Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно –

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды отражено в интерактивной матрице проекта (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и возможности: B1C1C2C3C4C5, B2C3C4, B3C1, B5C1C4.

Таблица 6.3 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	-	-	0	0
	B2	0	0	+	-	-
	B3	-	0	0	-	-
	B4	-	0	-	-	-
	B5	0	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл1, B2Сл3.

Таблица 6.4 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	0	0	-	-
	У2	0	+	0	0	+
	У3	0	0	0	0	0
	У4	+	0	+	+	+
	У5	-	-	0	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и угроз: У2С2С5, У4С1С3С4С5.

Таблица 6.5 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	0	-	0	-
	У2	-	-	0	-	-
	У3	-	0	0	0	0
	У4	0	-	-	-	-
	У5	-	-	0	0	0

Коррелирующие слабые стороны и угрозы не выявлены.

Вывод: заявленная методика имеет большой потенциал, широкий круг потенциальных потребителей, а также возможность быстрого выхода на внешний рынок.

6.2 Эффективность применения системы УУЛФ

Произведем экономический расчет эффективности применения системы УУЛФ.

Для экономического расчёта были использованы данные, приведённые в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Исходные данные к расчёту

Исходные данные	Значение
Планируемый годовой оборот, тонн	1804000
Стоимость УУЛФ на УПН (с учётом индексации), руб.	4 555 009 р.
Срок амортизации, год	11,1
Годовые амортизационные отчисления (A_o), руб.	644 595 р.
Ставка на выброс лёгких УВ C1-C6 (St), руб./т	109 440 р.
Принимаемая себестоимость добычи тонны нефти (Ss_2)	72 731 р.
Потребляемая мощность приёмников, кВт	50
Установленная мощность приёмников, кВт	53,6
Тариф за потребляемую мощность, руб.	129,80 р.
Тариф за установленную мощность, руб.	7 500 р.

Технологические потери нефти и её выбросы в атмосферу до внедрения УУЛФ составляли 0,375% масс.

Технологические потери нефти до и после внедрения приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Технологические потери нефти

	Среднегодовые технологические потери нефти (Π)	
	до внедрения УУЛФ (Π_1)	после внедрения УУЛФ (Π_2)
% масс.	0,375	0,026

С применением УУЛФ технологические потери нефти сократились на 0,349% масс. С учётом ставки на выбросы, рассчитываем годовые экологические выплаты (W) по следующей формуле:

$$W = \Pi \cdot St. \quad (6.1)$$

Годовые выплаты за выброс лёгких фракций углеводородов приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Годовые выплаты за выброс лёгких фракций углеводородов

Годовые выплаты за выброс лёгких УВ	
без внедрения УУЛФ	после внедрения УУЛФ
1 361 600 р.	291 738 р.

Следовательно, годовая экономия за счёт экологических выплат составит $W_1 - W_2 = 1069862$ р.

Определяем потребляемую мощность установки $Q_{\text{потр}}$ по формуле:

$$Q_{\text{потр}} = P_{\text{уст}} \cdot n \cdot t, \quad (6.2)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность электроприёмников, кВт
 n – количество приёмников, шт.
 t – время работы установки, ч

Рассчитываем годовые расходы на электроэнергию за счёт потребляемой и установленной мощности.

Таблица 6.9 – Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию	
за потребляемую мощность, руб.	за установленную мощность, руб.
1 194 512 р.	324 000 р.

Годовой экономический эффект рассчитываем по формуле (6.3):

$$\mathcal{E} = (Ss_1 - Ss_2) \cdot Q - E_n \cdot \Delta K, \quad (6.3)$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n = 0,15$
 ΔK – дополнительные капитальные вложения.

Годовой экономический эффект составляет $\mathcal{E} = 1117289,18$ р.

6.3 Расчет затрат на ликвидацию разлива нефти

6.3.1 Расчет затрат на ликвидацию разлива

Статистически выявлено, что значительная часть разливов наносит огромный ущерб окружающей среде и приводит к большим потерям нефти и нефтепродуктов.

Из-за того, что на трубопроводы и резервуары оказывает сильное влияние внутренняя коррозия, на стенках образуются трещины и свищи, которые приводят к утечкам углеводородов.

Расчёт ликвидации последствий включает в себя:

- затраты на ликвидацию разлива нефти;
- затраты на рекультивацию земель;
- затраты на разлив нефти;
- затраты на оплату штрафа.

Предложенный расчёт проведен с учётом того, что при аварии произошел разлив только 1 тонны нефти, но следует заметить, что в большинстве случаев при отказе происходит разлив десятков тонн нефти.

Расчет произведем исходя из того, что количество пролитой нефти составляет 1 тонна. Площадь загрязнения, предположим, при этом составит около 15 м². Для ликвидации разлива нефти потребуется газоспасательный отряд УПБ и АСР (аварийно-спасательные работы) для контроля загазованности в районе разлива, пожарная часть УПБ и АСР для покрытия пеной зоны разлива это необходимо для локализации испарения и локализации возможного пожара, два человека группы охраны общественного порядка для оцепления зоны разлива, бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ для сбора пролитой нефти, сводная команда механизации аварийно-спасательных работ для снятия и сбора загрязненного грунта, транспортное звено механизации бригады экологической безопасности и аварийно-восстановительных работ для вывоза загрязненного и завоза свежего грунта, звено первой врачебной помощи для оказания медицинской

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

помощи пострадавшим, аварийно-техническая и эвакуационно - техническая группы для восстановления вышедшего из строя оборудования.

Примерный расчет сил и средств для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов приведен в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Силы и средства, привлекаемые для ликвидации разлива

Перечень сил и средств, привлекаемых для ликвидации аварии	Кол.
Аварийно-техническая группа, чел. Автомобиль ГАЗ-66 1 шт.; сорбент; распылитель сорбента РС-1 - 1шт	5
Сводная команда механизации, чел. КАМАЗ 53215 – 1 шт., КАМАЗ 53288 – 2 шт., MAN (АЦ 5-40) - 1 шт., Пеноподъемник (ПП) АТС – 59 – 4 шт.	10
Группа связи и оповещения, чел.	4
Группа охраны общественного порядка, чел. Автомобиль УАЗ-220695-04	2
Бригада экологической безопасности и аварийно-восстанови-тельных работ, чел. Пожарная насосная станция ПНС (КАМАЗ 43114) – 1 шт.; автомобиль ГАЗ-66 – 1 шт.	12
Санитарная дружина, чел. Автомобиль «Газель» ГАЗ - 330210; комплект предметов медицинского назначения	2
ВГСО военизированный газоспасательный отряд УПБ и АСР, чел. оснащенный Газоанализаторами и противогазами изолирующими; автобус ПАЗ-3205, 1 шт.	4
Пожарная часть УПБ и АСР, чел. Пожарная и аварийно-спасательная техника, 1 шт.	4

Таблица 6.11 – Капитальные вложения при ликвидации аварии

Наименование средства	Кол.	Цена за единицу, руб.	Стоимость, руб.
Сорбент ТРГ, кг	25	140	3500
Распылитель сорбента РС-1	1	52000	52000
Бензин АИ-92, л.	10	41,5	415
Итого			55915

Фонд оплаты труда складывается из основной и дополнительной заработной платы с учетом поясного коэффициента:

$$\Phi OT = (Z_{OC} + Z_{ДОП}) \cdot (1 + K_1 + K_2), \quad (6.4)$$

где Z_{OC} – основная заработная плата, тыс. руб.;
 $Z_{ДОП}$ – дополнительная заработная плата, тыс. руб.;
 $K_1 = 0,2$ – коэффициент районный;
 $K_2 = 0,8$ – коэффициент северной надбавки.

Дополнительная заработная плата принимается в размере 10 % от основной заработной платы:

$$Z_{\text{доп}} = (10\%) \cdot Z_{\text{ос}}. \quad (6.5)$$

Расчет заработной платы приведен в таблице 6.12.

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы. Ставка для расчета платежей составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный фонд; 2,9 % – в фонд социального страхования; 5,1 % – в территориальный фонд обязательного медицинского страхования.

Таблица 6.12 – Расчет з/п на ликвидацию чрезвычайной ситуации

Категория	Кол-во	Оклад, руб/ч	Кол-во часов работы	Сумма основ. з./п., руб.	Сумма доп. з./п., руб.	ФОТ
Водитель хозяйственной машины	5	155	2	1550	155	3410
Водитель грузовой и погрузочной техники	1	155	2	310	31	682
Сотрудник группы связи и оповещения	1	185	2	370	37	814
Сотрудник группы охраны общественного порядка	2	185	2	740	74	1628
Сотрудник ВГСО	1	185	2	370	37	814
Медицинский работник	1	185	2	370	37	814
Сотрудник аварийно-технической группы	2	185	2	740	74	1628
Сотрудник пожарной части УПБ и АСР	4	185	2	1480	148	3256
Оператор насосной	1	145	1	145	14,5	319
Слесарь-ремонтник	1	145	1	145	14,5	319
Итого				6220	622	13684

$$З_{\text{стр.вз}} = \text{ФОТ} \cdot 30 / 100. \quad (6.6)$$

В результате расчета получим следующее:

$$Z_{стр.вз} = 13684 \cdot 30 / 100 = 4105,2 \text{ руб.}$$

Расчет годовых амортизационных отчислений произведен в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость ед., без НДС руб.	Срок экспл., лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма отчислений, за 2 часа руб.
Распылитель сорбента РС-1	1	52000	10	10	1,1872
ГАЗ-66	1	220 000	6	16,7	8,3881
ЗИЛ 131	1	500 000	8	12,5	14,2694
УАЗ-3741	1	592 541	6	16,7	22,5923
Газель 3302	1	400 000	6	16,7	15,2511
ПАЗ- 32054	1	1495 000	6	16,7	57,0011
Автоцистерна пожарная АЦ-5-40	1	3410 000	8	12,5	97,3173
Итого:					216,0065

Общие затраты на ликвидацию разлива и его последствий приведены в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Общие затраты на ликвидацию разлива и его последствий

Статья затрат	Сумма, руб.
Стоимость 25 кг сорбента	3500
Стоимость распылителя сорбента РС-1	52000
ФОТ	13684
Страховые взносы	4105,2
Взносы от несчастных случаев	82,1
Накладные расходы	27450,1
Расходы на топлива	2276,4
Амортизация	216,0065
Итого затрат:	103313,806

Таким образом, сумма затрат на ликвидацию разлива 1 тонны нефти магистрального трубопровода и его последствий, за 2 часа работы составила 103313,806 руб.

6.3.2 Затраты на рекультивацию земель

Рекультивация нефтезагрязненных земель является первостепенной задачей при ликвидации последствий разлива нефти и нефтепродуктов.

Рекультивация нефтезагрязненных земель – это первостепенная задача при ликвидации последствий разлива нефти и нефтепродуктов.

Затраты на рекультивацию включают расходы на:

- осуществление проектно-изыскательских работ (почвенных и других полевых обследований, лабораторных анализов, картографирование);
- проведение государственной экологической экспертизы проекта;
- работы по снятию, транспортировке плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидация послеусадочных явлений и очистка рекультивируемой территории от производственных отходов (в том числе строительного мусора), с последующим их захоронением или складированием в установленном месте;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное, лесохозяйственное и иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель;
- другие работы, предусмотренные проектом.

Рекультивация техническая проводится после завершения строительно-монтажных работ и включает возврат мохово-растительного слоя поверх засыпанной траншеи равномерным слоем, что создаст благоприятные условия для восстановления растительного покрова на всей площади строительных работ.

Общая площадь проведения работ по рекультивации нарушенных земель составляет 15 м².

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоимость выполнения работ технического этапа рекультивации – 15895 руб., стоимость выполнения работ биологического этапа – 28786 руб.

Суммарная стоимость выполнения технического и биологического этапов работ по рекультивации земель составляет 44681 руб.

6.3.3 Расчет затрат на оплату штрафа за загрязнение окружающей природной среды

Расчет величины штрафа на 1 т разлитой нефти определяется путем умножения следующих показателей: нормативной платы за сброс нефти, дополнительного коэффициента для районов Крайнего Севера, коэффициента, учитывающего экологический фактор и повышающего коэффициента к нормативной плате за сверхлимитное загрязнение.

Итого ущерб от 1 т разлитой нефти составляет 284000 руб.

Расчет штрафа за загрязнение окружающей среды приведен в таблице 6.15.

Таблица 6.15 – Расчет штрафа за загрязнение окружающей среды

Показатель	Коэф. для районов КС	Коэф. уч. эколог. фактор	Коэф. к засверхлимитное загрязнение	Кол-во пролитого НП, т.	Нормативная плата, руб.	Штраф за эк. загрязнение, руб.
В пределах норм	2	1,03	1	Менее 1	27550	56753
Сверх норм	2	1,03	5	Свыше 1	27550	283765

6.3.4 Суммарные затраты на ликвидацию последствий аварии

Суммарные затраты на ликвидацию последствий разлива представлены в таблице 6.16.

Таблица 6.16 – Смета затрат на ликвидацию разлива и его последствий

Наименование работ	Сумма затрат, руб.
Ликвидация разлива нефти	102922,8
Рекультивация земель	44681
Потеря (разлив) нефти	35221,2
Оплата штрафа за разлитую нефть.	283765
Итого:	466590,1

Выводы

В данной главе выпускной квалификационной работы произведен расчет затрат на ликвидацию разлива нефти. Рассчитаны суммарные затраты на ликвидацию разлива 1 тонны нефти, которые составили 103313,806 руб. Суммарная стоимость выполнения технического и биологического этапов работ по рекультивации земель составляет 44681 руб. Итого ущерб от 1 т разлитой нефти составляет 466590 руб.

Годовой экономический эффект от внедрения системы УУЛФ составляет $\mathcal{E} = 1117289,18 \text{ р.}$

Применение разработанной системы обнаружения утечек нефти на объекте позволит избежать аварийных ситуаций и исключить рассчитанные затраты.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Стабильное функционирование и безопасностью работы магистральных и промысловых нефтепроводов и их объектов входит в ряд первоочередных задач при строительстве и эксплуатации трубопроводов для перекачки углеводородов. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих.

Суть бакалаврской работы «Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы» состоит в безопасном функционировании опасного производственного объекта.

Исследования проводились на распределительной нефтебазе. Потенциальным потребителем исследования являются предприятия, эксплуатирующие нефтепроводы и их объекты.

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается рабочая зона машиниста оборудования распределительных нефтебаз.

Деятельность, связанная с социальной ответственностью, регулируется государством. Специалист обязан знать и следовать государственному законодательству, поскольку это позволит минимизировать негативное воздействие производства на деятельность персонала и окружающую среду. Поэтому, рассмотрим правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности обеспечения трудовой деятельности машиниста оборудования распределительных нефтебаз.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Попов В.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					87	139
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении комплекса работ по эксплуатации нефтепровода и его объектов необходимо использовать современные средства техники безопасности и соблюдать правила охраны труда. Работающих необходимо обеспечить санитарно-гигиеническими и безопасными условиями труда с целью устранения производственного травматизма и профессиональных заболеваний. В зависимости от выполняемых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и защитными средствами. Для выполнения работ допускается только аттестованный персонал, имеющие удостоверения аттестации и допуск к данным видам работам.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [43]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [44], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие в нефтяной и химической промышленности. Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства.

7.2. Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося должны быть быстро выявлены и по мере возможности

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Для оценки этих факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [45].

На работников исследуемого предприятия предположительно возможно воздействие физических и химических производственных факторов.

Фактическое состояние условий труда сотрудников приведено в таблице 7.1. В таблице 7.2 приведены опасные и вредные факторы, связанные с запроектированными видами работ.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, он характеризует уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению программ обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

7.2.1. Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [46] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки, заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.1 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, Допустимый уровень	Дата проведения измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		30.05.17		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		30.05.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	30.05.17	85	5	3.2	1
4	4.62	Температура, °С	20	30.05.17	25	5	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	30.05.17	50	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	30.05.17	6	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	200	30.05.17	150	50	2	0.5
8	4.67	Коэффициент естественной освещенности, %	0.6	30.05.17	0.6	-	2	0,5
9	4.66	Тепловая нагрузка	21	30.05.17	19	2	2	0.8

Таблица 7.2 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Производственный цех	Диспетчерская нефтепричала	Резервуарные парки	
Опасные: Электрический ток;	+	+	+	ГОСТ 12.1.045-84; ГОСТ 12.1.002-84; ГОСТ Р 12.1.019-2009.
Пожаро- и взрывоопасность;	+	-	+	ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.010-76.
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);	+	-	+	ГОСТ 12.4.125-83; ГОСТ 12.2.062-81.
Вредные: Повышенный уровень шума на рабочем месте;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 24346-80.
Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	-	ВСН34-82; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03
Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;	+	-	+	ГН 2.2.5.686-98
Отклонение показателей микроклимата;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными.	+	-	+	СанПиН 3.2.3215-14

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для электрического освещения строительной площадки и участков используется рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное освещение. В соответствии с ГЭСН 81-02-01-2017 [47] при наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены: не менее 10 люкс при выполнении земляных работ; не менее 100 люкс на рабочем

месте при выполнении монтажных и изоляционных работ; не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки; не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему, вызывая наркотическое опьянение. Пары, в концентрациях, превышающих ПДК для воздуха рабочей зоны, оказывают воздействие на ЦНС, почки и печень; оказывают раздражающее действие на слизистые оболочки глаз и органов дыхания.

Защита дыхательных органов осуществляется с помощью разнообразных противогазов и респираторов. Органы зрения защищаются путем использования предохранительных очков. Также объект должен иметь на балансе приборы для замера вредных веществ (газоанализаторы, лазерная техника) [20].

Отклонение показателей микроклимата

Высокая температура способствует ускоренному утомлению работника, может стать причиной перегрева, теплового удара. Низкая температура может также негативно влиять на организм человека, она может вызвать охлаждение организма, простудное заболевание или даже обморожение. Подвижность воздуха увеличивает теплоотдачу организма, она имеет положительное значение при высоких температурах и отрицательное – при низких. Низкая влажность может стать причиной пересыхания слизистых оболочек дыхательных путей.

Рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Повреждения в результате контакта с насекомыми, животными

Согласно СанПиН 3.2.3215-14 [48], на предприятиях должны осуществляться непрерывное наблюдение за паразитарными болезнями, проводиться надзор за эпидемическим процессом, а также разрабатываться и корректироваться профилактические мероприятия с целью их предотвращения.

Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Во избежание этого негативного фактора работники должны правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, использовать при работе репеленты.

7.2.2. Анализ опасных производственных факторов

Электрический ток

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. В электрической цепи значение параметра напряжения должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019 – 2009 [49] и быть в свою очередь не более 50 мА.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Пожароопасность и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара при сооружении магистрального нефтепровода могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [50], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей.

В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При сооружении магистрального трубопровода движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основными грузоподъемными машинами при сооружении являются экскаваторы, краны, краны трубоукладчики. Скорость движения транспортных средств вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 [51] к коллективным средствам защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности.

7.3. Экологическая безопасность

Практически все технологические процессы строительства и эксплуатации проектируемого магистрального нефтепровода в той или иной степени оказывают техногенное воздействие как на отдельные компоненты окружающей природной среды (атмосферный воздух, акватории водоемов и грунтовых вод, растительный покров и т.д.), так и на целую группу природных компонентов одновременно.

Защита атмосферы. Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются углерод оксид, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид. Для защиты нефтепровода от коррозии

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

Для снижения уровня загрязнения необходимо: разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях; использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей.

Защита гидросферы. В процессе строительства нефтепровода, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса. Для того, чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным.

Защита литосферы. Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня и прочего. Так же при непосредственном строительстве нефтепровода происходит серьезное нарушение ландшафта: расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ.

Также земляные работы при строительстве трубопроводов меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а также его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются: исправление ландшафта, изменённого во время работ; создание мелиоративных и гидротехнических сооружений; обработка почвы, путем внесения удобрений. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 [52].

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Наиболее распространенными ЧС на магистральных нефтепроводах являются пожары, взрывы, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ. Мероприятия по предотвращению пожара: работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности; персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности; проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне; работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электричество и иметь средства индивидуальной защиты; электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено; рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения.

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов: локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива); регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т); федерального значения (свыше 5000 т).

Для предупреждения возникновения аварий на магистральных нефтепроводах и снижения их последствий, предприятиям необходимо проведение следующих мероприятий: строго следить за выполнением приказа Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 «О распределении полномочий по организации надзорной деятельности за объектами магистрального трубопроводного транспорта» [53]; уделять особое внимание качеству построенных объектов; подбирать и использовать новые технологии и материалы для обеспечения бесперебойной работы и надежной эксплуатации оборудования; своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению различных видов дефектов оборудования, их ремонт или замену; осуществлять контроль выполнения правил технической эксплуатации, качественно и своевременно выполнять аварийно-ремонтные и восстановительные работы; соблюдать требования техники безопасности и охраны труда и проводить на регулярной основе обучение, тестирование и тренировки персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов в чрезвычайных ситуациях.

7.4.1. Обеспечение безопасности технологических процессов

В целях обеспечения безопасности технологического процесса необходимо рассчитать освещенность рабочей площадки при проведении работ в ночное время, а именно определить необходимое количество прожекторов.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Итак, предположим, что количество прожекторов N , подлежащее установке для создания необходимой освещенности, определяется по формуле:

$$N = mEk \cdot A / P_{\text{л}}, \quad (7.1)$$

где m – коэффициент, учитывающий световую отдачу источников света, КПД прожекторов и коэффициент использования светового потока;
 k – коэффициент запаса, принимаемый для газоразрядных ламп – 1,7;
 A – освещаемая площадь, м;
 $P_{\text{л}}$ – мощность лампы, Вт.

В прожекторах установлены лампы типа ДРЛ мощностью 700 Вт.

$$N = 0.3 \cdot 200 \cdot 1.7 \cdot \frac{100}{700} = 14.57 \approx 15 \text{ шт.}$$

Оптимальный угол наклона оптической оси прожекторов в вертикальной плоскости при освещении горизонтальной поверхности находим по формуле:

$$\theta = \arcsin \sqrt{m + n \cdot (eh^2)^{2/3}}, \quad (7.2)$$

где m и n – постоянные, которые зависят от углов рассеяния прожекторов в горизонтальной и вертикальной плоскостях:

$$m = \sin^2 \beta = 0.1169;$$

$$n = \left(\frac{\pi \cdot \sin 2\beta \cdot \cos \beta \cdot \tan \beta}{2\Phi} \right) = \left(\frac{3.14 \cdot 0.684 \cdot 0.939 \cdot 0.363}{2 \cdot 4100} \right) = 8.9 \cdot 10^{-6}.$$

Φ – световой поток лампы;

h – высота установки прожектора;

e – нормируемая освещенность.

$$\theta = \arcsin \sqrt{0.1169 + 8.9 \cdot 10^{-6} \cdot (2 \cdot 15^2)^{2/3}} = 89.2$$

Так как для освещения площадки приняты прожекторные мачты с тремя прожекторами ПЗС-35, потребуется использовать 5 прожекторных мачт.

Для равномерного освещения используется шахматное расположение мачт, представленное на рисунке 7.1.

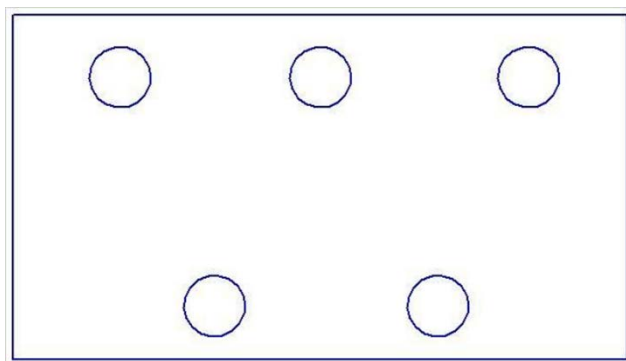


Рисунок 7.1 – Схема расположения световых приборов для освещения

Выводы

Заключительная глава выпускной квалификационной работы посвящена исследованию вопросов социальной ответственности.

В данной главе подробный анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при производстве работ в резервуарном парке, предложены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.

Так же даны рекомендации по обеспечению безопасности технологических процессов, взрывопожарной и пожарной безопасности, обеспечению безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

					Социальная ответственность	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

После подготовки нефти до товарных качественных характеристик, в соответствии с ГОСТ 51858-2002 [3], товарная нефть поступает в резервуарные парки, территориально расположенных в системе магистральных трубопроводов. Затем, путем проведения товарно-коммерческих операций, жидкие углеводороды отпускаются на сторону потребителю (грузополучателю), в лице которых выступают нефтеперерабатывающие заводы, или другие российские, зарубежные потребители.

На этапе хранения нефтепродуктов возникают сверхнормативные потери и отклонения естественной убыли. Устранению данных потерь и была посвящена данная выпускная квалификационная работа.

По завершению выполнения работы получены следующие результаты:

- проведен литературный анализ причин возникновения потерь нефтепродуктов при их хранении в емкостях и технологий их предотвращения;
- представлены характеристики объекта исследования с определением планировочных особенностей резервуарного парка нефтебазы, определяющих уровень их безопасной и надежной эксплуатации;
- рассчитаны объемы естественной убыли нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы;
- представлены рекомендации по введению разработанной системы обнаружения утечек нефти;
- рассчитана экономическая эффективность предложенного технического решения;
- определены основные группы опасных производственных факторов при эксплуатации резервуаров типа для хранения нефтепродуктов.

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Попов В.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Чухарева Н.В.					101	139	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А			
Рук-ль		Брусник О.В.							

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гродинский О. М. Евразийский Научный Журнал №11 // Рубрика: Технические науки. – 2015г.

2. А.В. Зиновьев, В.Н. Панчиков, М.В. Кульман, П.В. Какаров, О.В. Жеребненко. Журнал современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. Серия Естественные и Технические науки, №11 – 2015г.

3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gost.ru/document/51858-2002> (дата обращения 21.02.2020г.).

4. Абузова Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа : [Учеб. пособие для нефтегазовых спец. / Ф. Ф. Абузова и др.]; Под ред. В. Ф. Новоселова. - М. : Недра, 1992. - 318 с.

5. Абузова Ф.Ф., Теляшева Г.Д., Мишин Ю.Ф. Пути сокращения потерь углеводородов от испарения при хранении и транспортировании нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья / ЦНИИТЭнефтехим. - 1989. - Вып. 5. - 56 с.

6. Батталов А.З., Бронштейн И.С. “Исследование потери нефти от адгезии при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепроводов”// ИПТЭР. Сборник научных трудов. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 1994.

7. Газовик-Нефть // Резервуары и технологическое оборудование. Потери нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуарных парков; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazovikneft.ru/articles/poteri/> (дата обращения 21.02.2020г.).

					Технологии снижения сверхнормативных потерь и отклонений естественной убыли светлых нефтепродуктов при эксплуатации резервуарного парка нефтебазы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список используемых источников			
Разраб.	Попов В.В.							
Руковод.	Чухарева Н.В.							
Консульт.								
Рук-ль	Брусник О.В.							
					Лит. Лист Листов			
					102 138			
						Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А		

8. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. Пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. шк., 2013. – 279 с

9. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов: В 2 т. – М., 2010. – Т.2 – 621 с

10. Каравайченко М. Г., Л.А. Бабин, Р.М. Усманов. Резервуары с плавающими крышами. – М.: Недра, 1992. – 240 с.

11. Китаев С.В. Основы технической диагностики объектов транспорта и хранения нефти и газа: [Электронный ресурс] / Эл. уч.-метод. комплекс – Уфа: УГНТУ, 2016.

12. Константинов Н.А. Потери нефти и нефтепродуктов. – Москва : Недра, 1991.

13. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. - 192 с.

14. Коршак А.А., Блинов И.Г., Еременко С.А. «Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов». - Уфа, Башкнигоиздат, 1991 г.

15. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; под ред. А.А. Коршак. – СПб.: Недра, 2015. – 488 с.

16. Сальников, А. В. Потери нефти и нефтепродуктов – Ухта : УГТУ, 2012. - 108 с.

17. М.К. Сафарян. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. Москва. Московская правда 1958 – 240с.

18. А.М. Большаков. Хладостойкость трубопроводов и резервуаров Севера после длительной эксплуатации: Диссертация д.т.н. Москва, 2009 - 358с.

19. В.М. Куприянов. Повышение эффективности эксплуатации вертикальных стальных резервуаров путем внедрения новых конструктивных решений в основаниях фундаментов: Диссертация к.т.н. Уфа, 2007 - 117с.

20. Ж. Жубейли. Повышение эффективности эксплуатации резервуаров нефтехранилищ: Диссертация к.т.н. Москва, 2000 -128с.

21. А.А. Коршак. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. Уфа – 2001–141с.

22. Р 50.2.040-2004 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов».

23. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.02.2020г.).

24. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

25. РД 39-0147103-341-86. Руководство по гидравлическому испытанию и приемке в эксплуатацию металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.02.2020г.).

26. ГОСТ 1510 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование и хранение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.04.2020г.).

27. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 263 с.

28. Технологический паспорт резервуара № 5 ОАО «АК «Транснефть».

29. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.02.2020г.).

30. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

31. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

32. Постановление Госснаба СССР от 26 марта 1986 года №40 Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании (с изменениями на 11 августа 2011 года).

33. Постановление Правительства РФ от 12 ноября 2002 г. №814 «О порядке утверждения норм естественной убыли при хранении и транспортировке материально-производственных запасов».

34. Приказ Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. №281 «Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении».

35. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

36. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

37. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

38. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

39. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

40. СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

41. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

42. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" (с изменениями на 28 июля 2016 года) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

43. ГОСТ Р ИСО 6385-2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

44. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

45. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

46. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

47. ГЭСН 81-02-01-2017 Сборник 1. Земляные работы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные

					Список используемых источников	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

48. СанПиН 3.2.3215-14 Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

49. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

50. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

51. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

52. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.04.2020г.).

53. Приказ Ростехнадзора от 22.01.2009 № 883 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

54. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

55. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 44 с.

56. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Уфа.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, ОАО «АК «Транснефть», Институт проблем транспорта энергоресурсов, 1997. – 94 с.

57. РД-23.040.00-КТН-265-10 Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 129 с.

58. РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 165 с.

59. РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 130 с.

60. РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.

61. РД-75.180.00-КТН-255-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы магистральных трубопроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014. – 129 с.

62. РД-91.200.00-КТН-175-13 Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 215 с.

63. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. [Электронный ресурс].

– Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.02.2020г.).

64. РД 39-0147103-341-86. Руководство по гидравлическому испытанию и приемке в эксплуатацию металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.02.2020г.).

65. ОР-03.100.50-КТН-144-11 Порядок разработки, утверждения, корректировки и контроля исполнения Программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «АК «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 97 с.

66. ОР-03.220.99-КТН-092-08 Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транс- нефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2008. – 34 с.

67. ОР-91.140.50-КТН-118-11 Порядок планирования и учёта потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 28 с.

68. ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2015. – 78 с.

69. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. – М.: Госстандарт России, 2003. – 33 с.

70. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – М.: Госстандарт России, 2002. – 11 с.

71. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 22.02.2020г.).

72. ГОСТ 1510 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка и транспортирование и хранение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 21.04.2020г.).

					Список используемых источников	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

73. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

74. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

75. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

76. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.02.2020г.).

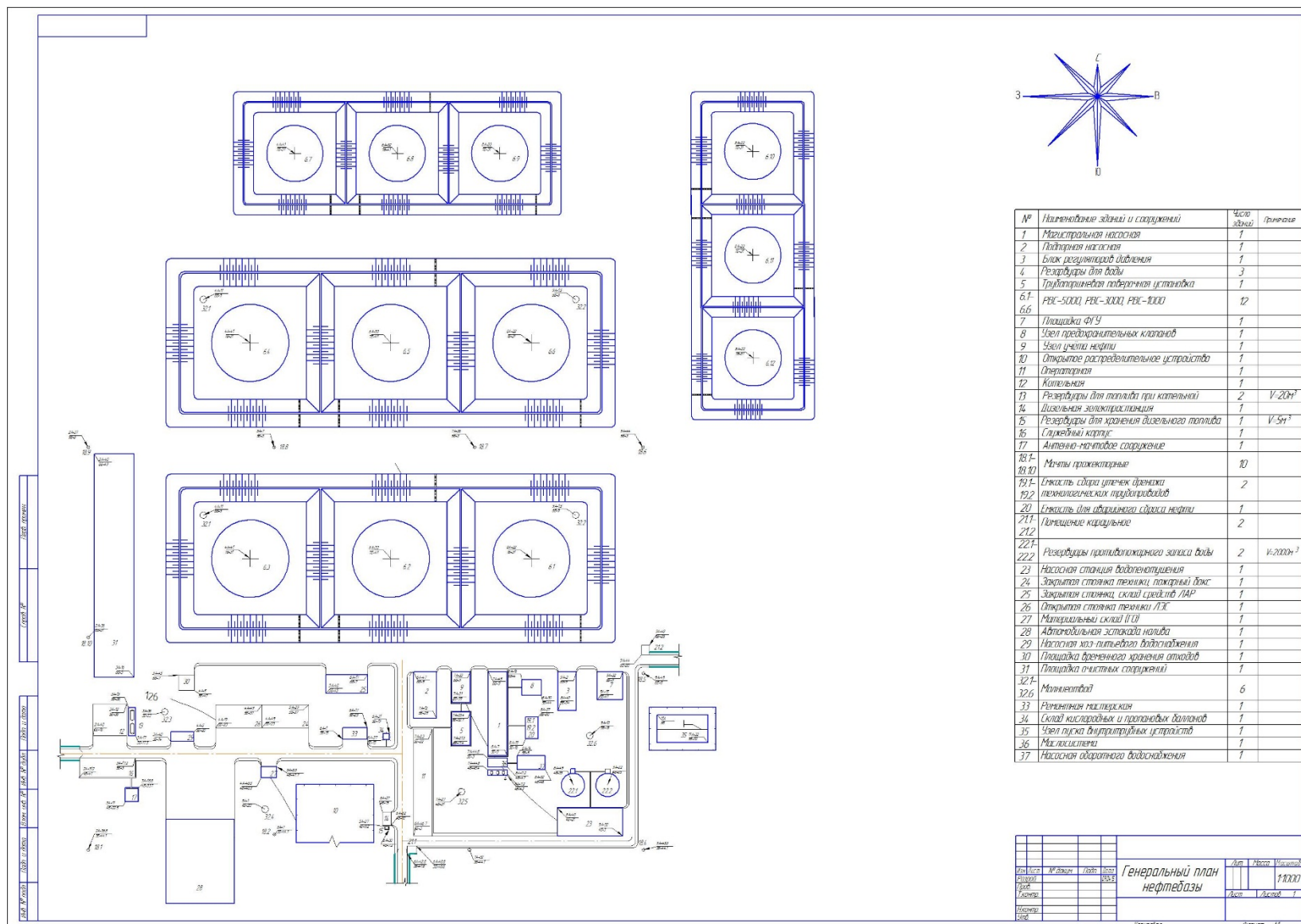
77. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

78. ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

79. ГОСТ 24.703-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Типовые проектные решения в АСУ. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

80. ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2020г.).

Приложение А (обязательное) – Генеральный план нефтебазы



Приложение Б (обязательное) – Резервуар вертикальный стальной РВС-5000 м³

